National Energy Board | Office national de l'énergie

Reasons for Decision

Enbridge Pipelines Inc.

RH-1-2005

June 2005

Tolls

Canada

National Energy Board

Reasons for Decision

In the Matter of

Enbridge Pipelines Inc.

Applications dated 7 January 2005 and
8 February 2005 for orders pursuant to Part IV
of the *National Energy Board Act*

RH-1-2005

June 2005

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2005 as represented by the National Energy Board

Cat No. NENE22-1/2005-2E
ISBN 0-662-40257-X

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2005 représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NENE22-1/2005-2F
ISBN 0-662-79881-3

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

Table of Contents

List of Figures i
List of Appendices i
Glossary of Terms ii
Recital and Appearances v

1. Introduction 1
1.1 Applications 1
1.2 Background 3

2. Submissions 7
2.1 Enbridge 7
2.2 CAPP 10
2.3 Mobil Pipe Line Company 12
2.4 Terasen 13
2.5 Flint Hills 14
2.6 Other Parties 16

3. Views of the Board 17

4. Disposition 22

List of Figures

1-1 Spearhead and Mobil 20" Reversal System Map 2

List of Appendices

I Order TO-01-2005 23
II Order TO-02-2005 25

Glossary of Terms

Act or NEB Act	*National Energy Board Act*
b/d	barrels per day
Board or NEB	National Energy Board
BP	BP Pipeline (North America) Inc.
CCPS	CCPS Transportation, L.L.C.
CAPP	Canadian Association of Petroleum Producers
crude oil and equivalent	a collective term referring to all liquid hydrocarbons that require processing at a refinery including: conventional light and heavy crude oil produced at oil wells; pentanes and heavier hydrocarbons generally produced as a result of natural gas production or processing; synthetic crude oil produced through partial refining at upgraders; and bitumen recovered in-situ at a well-bore
differential or light-heavy differential	the difference between the price of light and heavy crude oil
Enbridge or the Applicant	Enbridge Pipelines Inc.
Enbridge mainline or system or Canadian mainline	the Canadian oil pipeline owned by Enbridge that extends from Edmonton, Alberta to the Canada-U.S. Border near Gretna, Manitoba
Express	Express Pipeline Ltd.
Express pipeline	the crude oil pipeline system owned by Express that transports crude oil from Hardisty, Alberta to Casper, Wyoming
FERC or Commission	Federal Energy Regulatory Commission (U.S.)
Flint Hills	Flint Hills Resources
Gateway	a proposed new Enbridge pipeline that would extend from Edmonton, Alberta to Prince Rupert or Kitimat, British Columbia
Guidelines	NEB Guidelines for Negotiated Settlements of Traffic, Tolls and Tariffs
heavy crude oil	a collective term that includes conventional heavy crude oil and bitumen

ITS 2000	Incentive Toll Principles of Settlement for the Years 2000 – 2004 agreement between Enbridge and CAPP for transportation on the Enbridge mainline
Lakehead or Lakehead system	the U.S. crude petroleum pipeline system owned by Enbridge Energy, Limited Partnership [previously Lakehead Pipe Line Partners, L.P.] that interconnects with the Enbridge mainline near Gretna, Manitoba and reconnects with Enbridge's Line 9 at Sarnia, Ontario
m^3/d	cubic metres per day
Mobil or MPLCO	Mobil Pipe Line Company
Mobil or MPLCO 20" pipeline	the 20" crude oil pipeline owned by MPLCO that extends from the Nederland/Beaumont area in Texas to Corsicana, Texas together with the 20" pipeline owned by MPLCO that extends from Corsicana to Patoka, Illinois
Mustang or Mustang pipeline	a crude oil pipeline system owned by Enbridge Holdings (Mustang) Inc. [30%] and Mobil Illinois Pipeline Company [70%] that receives crude oil from Lakehead at Lockport, Illinois for delivery to connecting carriers at Patoka, Illinois
NRA	Non-Routine Adjustment to the Annual Revenue Requirement as provided for in section 7 of the ITS 2000
netback	the per unit price received by a producer from the sale of crude oil, less applicable costs including transportation and marketing fees
PADD	U.S. Petroleum Administration for Defense District
Platte or Platte Pipeline	an oil pipeline owned by Terasen that interconnects with the Express pipeline at Casper, Wyoming and extends to Wood River, Illinois
Spearhead or Spearhead Pipeline	an oil pipeline, owned 90% by Enbridge, that will connect to the Lakehead system and is proposed to provide north-south service from Chicago, Illinois to the market hub in Cushing, Oklahoma

Spearhead Reversal Project	a proposed project to reverse a largely idle pipeline system that was used to transport crude oil from Cushing, Oklahoma to Chicago, Illinois (the CCPS Pipeline) in order to permit access for Canadian crude petroleum to southern PADD II markets
stranded barrel	a barrel of crude oil that is capable of being produced but is left in place due to pipeline capacity or market constraints
Terasen	Terasen Pipelines Inc.
20" Reversal Project	a proposed project to reactivate MPLCO's Patoka, Illinois to Corsicana, Texas 20" pipeline segment and reverse MPLCO's entire 20" system between Patoka and the Beaumont/Nederland area in Texas to enable Canadian crude oil to move into the U.S. Gulf Coast in PADD III
$US	United States dollars
West Texas Intermediate	a light sweet crude oil produced in the U.S. that is commonly used as a benchmark for North American crude oil price quotations
WoodPat	an oil pipeline owned by Marathon Ashland LLP that delivers crude oil from Wood River, Illinois to Patoka, Illinois

Recital and Appearances

IN THE MATTER OF the *National Energy Board Act* and the Regulations made thereunder; and

IN THE MATTER OF applications filed with the National Energy Board by Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) under Files 4200-E101-6 and 4200-E101-7 for certain orders respecting tolls pursuant to Part IV of the Act; and

IN THE MATTER OF Hearing RH-1-2005;

Heard in Calgary, Alberta on 7, 8, 11, 12 April 2005;

BEFORE:

K.W. Vollman	Presiding Member
J.S. Bulger	Member
E. Quarshie	Member

Appearances	**Participants**	**Witnesses**
C.A. Low	Enbridge Pipelines Inc.	T. Martenak A. McNight M. Perret R. Sandahl W. Schrage
N.J. Schultz	Canadian Association of Petroleum Producers	R. Cusson O. DeVries
P. Kahler	BP Canada Energy Company	
D. Sirrs	Devon Canada Corporation	
D. Castellino	EnCana Corporation	
K.F. Miller	Flint Hill Resources	
D. Armstrong	Imperial Oil	
T. Hergott	Marathon Ashland Petroleum Canada Ltd.	
T.M. Hughes	Mobil Pipe Line Company	
D. Langen	Shell Canada Limited	

Appearances	Participants	Witnesses
J. Van Heyst	Suncor Energy Marketing Inc.	
D.A. Holgate	Terasen Pipelines Inc.	R. Ballantyne W. Henderson
J. Forrest	TransCanada Keystone Pipeline Ltd.	
J. Forrest	TransCanada PipeLines Limited	
R.M. Zanin A. Ross	National Energy Board	

Chapter 1

Introduction

1.1 Applications

Pursuant to Part IV of the *National Energy Board Act* (Act), and the Board's *Guidelines for Negotiated Settlements of Traffic, Tolls and Tariffs* (Guidelines), Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) filed an application on 7 January 2005 for the approval of the implementation of a Non-Routine Adjustment (NRA) in accordance with section 7.1(A)(i) of the Incentive Toll Principles of Settlement for the Years 2000-2004 (2000 ITS), or such equivalent mechanism or surcharge as may be found in any successor agreement relating to tolls (Spearhead NRA).

The purpose of the proposed Spearhead NRA is to provide financial support to an initiative to extend service into the Cushing, Oklahoma area (Figure 1-1). Specifically, Enbridge requested approval of an NRA to collect $US 10 million a year for five years from shippers on its Canadian mainline system that it would transfer to the Spearhead Pipeline Project.

The proposal for the Spearhead NRA was the result of dialogue between Enbridge and the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) that had been ongoing for more than a year. With a targeted in-service date of 1 January 2006, Enbridge stated that the Spearhead initiative would provide benefits to its shippers commencing in 2006 and well into the future.

Subsequent to Enbridge filing this application, Flint Hills Resources (Flint Hills) indicated by letter to the Board dated 14 January 2005, its intention to contest the settlement. By letter dated 18 January 2005, Enbridge requested the Board to proceed with the application in accordance with the contested settlement provisions of the Guidelines.

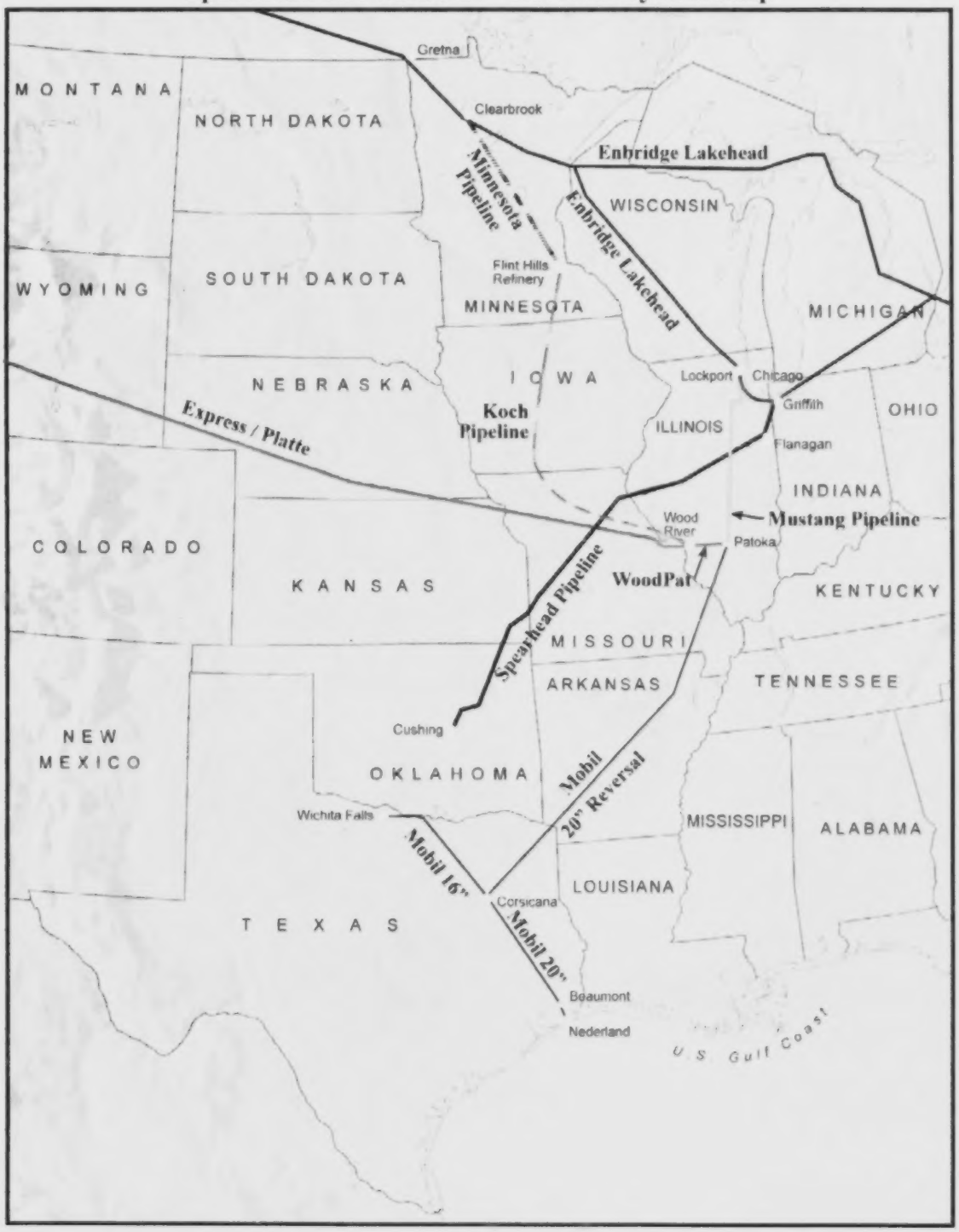
On 21 January 2005, the Board issued a letter which established a process for the consideration of the application with an oral hearing commencing 29 March 2005.

On 8 February 2005, Enbridge filed another application pursuant to Part IV of the Act and the Guidelines for an order to approve the proposed implementation of a second NRA pursuant to section 7.1(A)(i) of the 2000 ITS, or such equivalent mechanism or surcharge as may be found in any successor agreement relating to tolls for crude oil transportation service between Enbridge and CAPP (20" Reversal NRA). The purpose of the proposed 20" Reversal NRA is to provide financial support to an initiative to extend service into the U.S. Gulf Coast (Figure 1-1). Specifically, Enbridge requested approval of an NRA to collect $US 10 million a year for five years from shippers on its Canadian mainline system that it would transfer to Mobil. The target in-service date is the fourth quarter of 2005, subject to NEB approval of the proposed financial support by mid April 2005.

Enbridge indicated in its application that Flint Hills was expected to intervene in the matter.

Figure 1-1
Spearhead and Mobil 20" Reversal System Map

Figure 1-1
Spearhead and Mobil 20" Reversal System Map



On 17 February 2005, the Board issued a letter notifying parties that the application for the 20" Reversal NRA would be considered together with the application for the Spearhead NRA at an oral hearing commencing on 7 April 2005.

1.2 Background

The Enbridge Canadian mainline extends from Edmonton, Alberta to the Canada-United States border near Gretna, Manitoba where it connects with the Lakehead pipeline system to provide continuous transportation service to markets in the U.S. (Figure 1-1). Lakehead is owned by Enbridge Energy Limited Partnership, an Enbridge affiliate.

Enbridge provided evidence that in-situ bitumen and synthetic oil production from the oil sands in western Canada could double by the year 2015, an increase of approximately one million b/d (158 983 m^3/d) over current production levels. In anticipation of this significant increase in oil sands production and the corresponding need to provide access to markets, Enbridge proposes to expand its service to southern PADD II and PADD III.

In September 2003, Enbridge acquired a 90 percent interest in CCPS Transportation, L.L.C. (CCPS) which owns the CCPS Pipeline assets, a largely idle pipeline system that formerly transported crude oil north from Cushing, Oklahoma to Chicago, Illinois. Enbridge acquired its interest in CCPS with the intention of investing the necessary capital to redeploy the CCPS assets to provide a new north-south service from the Chicago area to the market hub in Cushing in order to permit Canadian crude oil access to that market hub via a trunk line system, a more direct and efficient route than currently available. The resulting reconfigured pipeline to be known as the Spearhead Pipeline would provide access to southern PADD II markets for Canadian crude oil (Figure 1-1). Enbridge also has the option to acquire the remaining 10 percent interest from the current holder, BP Pipelines (North America) Inc (BP).

Enbridge indicated that initially receipts on the Spearhead Pipeline from Lakehead would be at Griffith, Indiana and transportation would be provided on Spearhead to the inlet of the Enbridge Pipelines (Ozark) L.L.C. terminal at Cushing, Oklahoma.

The initial capacity of the Spearhead Pipeline is estimated to be 125,000 b/d (19 840 m^3/d), assuming a 50/50 light-heavy crude oil slate, expandable by 40,000 b/d (6 350 m^3/d) through the addition of pumping facilities. Enbridge anticipated that 100% of the crude oil shipped on the Spearhead Pipeline would be western Canadian produced crude oil, although the possibility existed that some U.S. domestic or foreign crude oil could also be shipped.

The estimated capital investment required to reverse the flow of the CCPS Pipeline is $US 41.6 million. Enbridge stated that traditional cost-of-service based tolls calculated in accordance with the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) methodology would be $US 1.99/barrel ($US 12.54/m^3). Enbridge indicated that prospective Canadian producers were very clear in discussion with Enbridge that tolls at that level would not attract volumes to the Spearhead pipeline.

Spearhead shipper support was secured through an Open Season process that concluded on 26 November 2004. The toll structure for which Enbridge received approval from the FERC was:

- $US 0.85/barrel ($US 5.35/m³) for between 5,000 b/d (795 m³/d) to 9,999 b/d (1 589 m³/d) of committed volumes for 10 years; and
- $US 0.75/barrel ($US 4.72/m³) for 10,000 b/d (1 590 m³/d) or more of committed volumes for 10 years, and
- $US 1.50/barrel ($US 9.44/m³) for uncommitted volumes.

In its application, Enbridge forecasted that, if no incremental volumes were attracted to the Enbridge mainline as a result of the Spearhead Reversal Project, the maximum toll impact would be approximately $0.022/barrel ($0.14/cubic metre). It further stated that if incremental volumes of 45,000 b/d (7 154 m³/d) move on the Enbridge system there is expected to be a negligible to no toll effect for shippers resulting from the Spearhead NRA and that incremental volumes greater than 45,000 b/d (7 154 m³/d) would result in a toll reduction.[1]

MPLCO currently owns an idle 20" pipeline that traditionally moved crude oil northward from Corsicana, Texas to Patoka, Illinois. The Mobil 20" pipeline currently provides south to north service from Nederland/Beaumont to Corsicana (Figure 1-1). In response to requests from Canadian producers for increased access to alternative markets, and with shipper support of more than 50,000 b/d (7 949 m³/d) of committed volumes from Patoka to the U.S. Gulf Coast, MPLCO stated its plans to reactivate the Patoka to Corsicana pipeline segment and reverse the entire 20" system to move crude oil to the Gulf Coast, providing Enbridge receives NEB approval of the proposed 20" Reversal NRA.

The reversed MPLCO 20" pipeline could receive Canadian crude oil at Patoka, Illinois from both the Marathon Ashland LLP WoodPat Pipeline (WoodPat) and the Mustang Pipe Line Partners' pipeline (Mustang). Mustang receives crude oil from the Lakehead system at Lockport, Illinois for delivery to connecting carriers at Patoka. Canadian crude oil transported on Enbridge's Canadian mainline and Lakehead system would access the MPLCO 20" pipeline from Mustang at Patoka (Figure 1-1). From Patoka, the reversed MPLCO 20" pipeline would transport western Canadian crude oil volumes through Corsicana Station in Texas to markets in the Nederland/Beaumont area in the Louisiana Gulf Coast region of PADD III. At Corsicana, volumes could also be directed to Ringgold Station, Texas and Wichita Falls, Texas through an existing 16" pipeline owned by MPLCO.

The estimated capital cost to reverse the MPLCO 20" pipeline is $US 22.5 million. According to MPLCO, the traditional cost-of-service based tolls for the 20" Reversal would be $US 1.10/barrel ($US 6.92/m³) and prospective shippers and Canadian producers were very clear that tolls at that level would not attract volumes. CAPP members agreed that financial support for the project in the form of the 20" NRA proposal is desirable during the five-year start-up phase in order to ensure that the project proceeds in a timely fashion so that the capacity and

---

1 The currently approved toll for transportation of heavy petroleum from Edmonton, Alberta to Gretna, Manitoba, including terminalling and tankage charges, is approximately $1.40/barrel ($8.823/m³).

access to US Gulf Coast PADD III markets is available as and when required by shippers of Canadian crude oil.

Enbridge indicated that, if no incremental volumes were attracted to the Enbridge mainline as a result of the 20" Reversal Project, the maximum toll impact would be approximately $0.022/barrel ($0.14/m^3), and that if incremental volumes of 45,000 b/d (7 154 m^3/d) move on the Enbridge system, there is expected to be a negligible to no toll effect for shippers resulting from the 20" Reversal NRA and that incremental volumes greater than 45,000 b/d (7 154 m^3/d) would result in a toll reduction.

In respect of both applications, Enbridge indicated that the funds to be collected in tolls would be calculated in Canadian funds and subject to true-up for exchange rate and volume differences. In respect of the 20" Reversal NRA, the amounts to be collected in tolls would also include indirect costs incurred by Enbridge including costs associated with regulatory filings or proceedings.

Enbridge stated that both reversal projects would provide benefits to Canadian shippers commencing on the in-service date and well into the future. Both applications are supported by CAPP.

Application Summary

	Spearhead Project	**20" Reversal Project**
ownership	Enbridge (90 percent) BP (10 percent)	Mobil
route	Chicago, Illinois to Cushing, Oklahoma	Patoka, Illinois to the Gulf Coast
capacity	125,000 b/d (19 873 m^3/d) expandable to 165,000 b/d (25 400 m^3/d)	65,000 b/d (10 334 m^3/d)
length	650 miles (1 050 kilometres)	850 miles (1 360 kilometres)
target in-service date	1 January 2006	4th quarter 2005
markets accessed	Cushing, Oklahoma area refineries in southern PADD II	Gulf Coast in PADD III
refining capacity in new markets	800,000 b/d (127 186 m^3/d)	in excess of 6 million b/d (953 895 m^3/d)
cost	$US 41.6 million	$US 22.5 million
Applicant's projected pipeline toll without financial support	$US 1.99/barrel ($US 12.52/m^3)	$US 1.10/barrel ($US 6.92/m^3)

	Spearhead Project	20" Reversal Project
Proposed pipeline toll	$US 0.85/barrel ($US 12.52/ m³) for 5,000 b/d (795 m³/d) to 9,999 b/d (1589 m³/d) committed for 10 years $US 0.75/barrel ($US 4.72/m³) for 10,000 b/d (1 590 m³/d) or more committed for 10 years $US 1.50/barrel ($US 9.44/ cubic metre) for uncommitted volumes	$US 0.565/barrel ($US 3.55/m³) for 50,000 b/d (7 949 m³/d) to 54,999 b/d (8 744 m³/d) committed for 5 years $US 0.555/barrel ($US 3.49/m³)for 55,000 b/d (8 744 m³/d) to 59,000 b/d (9 380 m³/d) committed for 5 years $US 1.10/barrel ($US 6.92/m³) for uncommitted volumes
requested NRA adjustment	$US 10 million per year for 5 years	$US 10 million per year for 5 years, plus indirect costs incurred by Enbridge
toll impact on Canadian mainline	$0.022/barrel ($0.14/ m³) little or no toll effect with incremental volumes of 45,000 b/d (7 154 m³/d) or greater	$0.022/barrel ($0.14/ m³) little or no toll effect with incremental volumes of 45,000 b/d (7 154 m³/d) or greater

Source: Enbridge applications

Chapter 2

Submissions

2.1 Enbridge

Enbridge submitted that there is an opportunity to secure access to two new markets for Canadian crude oil: Cushing, Oklahoma, where area refiners run over 800,000 b/d (127 186 m³/d) of crude oil and the U.S. Gulf Coast region where refining capacity is in excess of 6 million b/d (953 895 m³/d). Access to these markets would provide benefits for shippers on the Enbridge system and for western Canadian producers. Enbridge argued that these opportunities would be lost if not acted upon in a timely manner.

Enbridge anticipates a significant increase in oil sands production over the next five to seven years and the need to provide access to markets to accommodate the production growth. Enbridge noted that, as price takers in a competitive commodity market, producers see the impact of pipeline costs and restricted access to markets in netback prices. Enbridge confirmed that there is sufficient capacity on its system to accommodate both the Spearhead and 20" reversal projects. However, it noted that producers currently face market access constraints resulting in a situation where producers have to accept a much lower price for Canadian heavy crude oil than would otherwise be expected. Enbridge expected that access to the new markets would result in additional demand by refiners. This would have a moderating effect on price differentials between Canadian light and heavy crude oil, resulting in improved netbacks for Canadian producers.

Enbridge submitted that both the Spearhead and the 20" reversal projects enjoy a broad base of support. Shippers on the two projects have indicated their support and willingness to share risk through commitments to ship or pay 60,000 b/d (9 539 m³/d) for ten years on the Spearhead Pipeline, and 50,000 b/d (7 949 m³/d) for five years on the 20" Reversal Project. Enbridge further submitted that the respective pipelines are taking the risk that sufficient volumes will move on the systems to make them economic after the five-year term of the proposed NRAs. Enbridge argued that all but one of its shippers either support, or do not oppose the NRA applications and that CAPP has committed its support for each application. Enbridge also submitted that it is the producers who effectively bear the cost of transportation on the Enbridge system.

Enbridge noted that CAPP members represent 83 percent of the volumes shipped on the Enbridge system, and that non-CAPP members, who represent the remaining 17 percent of Enbridge shipments, have not contested the NRA applications. Enbridge indicated that Flint Hills, the only shipper that opposed the applications, had the opportunity to make its case in the current proceeding but did not present evidence that would establish any disadvantages to the proposed approach, or negative impacts on Flint Hills. Enbridge questioned whether, to the extent market access initiatives are successful and the market for Canadian crude oil is rebalanced, Flint Hills might face higher prices for the western Canadian crude oil used as

feedstock in Flint Hills' refinery. In Enbridge's view, the Canadian public interest far outweighs the self-interest of a single shipper. Further, Enbridge noted the evidence that all shippers, including Flint Hills, would benefit from approval of the applications given the potential for additional and sustained volumes on the Enbridge system, greater market access, and increased flexibility in managing volumes on the system.

Enbridge submitted that, if incremental volumes of 45,000 b/d (7 154 m^3/d) or greater move on its system as a result of having access to southern PADD II, there would be a negligible to no toll impact for system shippers and that incremental volumes greater than 45,000 b/d (7 154 m^3/d) would result in a reduction in tolls. If no incremental volumes were attracted to the new market, the maximum toll impact was forecast to be approximately $0.022/barrel ($0.14/m^3). Enbridge calculated a similar toll impact for the 20" Reversal Project. While Enbridge could not forecast the actual incremental volumes that would result from the market access initiatives, it viewed both proposals as having the potential to attract incremental volumes to its system.

In Enbridge's view the proposed financial support is not a subsidy since tollpayers would receive benefits and value as a result of the NRAs. Enbridge submitted that since shippers of 90 percent of its volumes support, or do not object to, the implementation of the proposed NRAs, shippers expect to receive value from access to the new markets that is equal to or greater than the maximum toll impact arising from the NRAs. Enbridge suggested that the proposed NRAs were no more a subsidy than discounted tolls used by other Canadian oil pipelines to encourage higher volumes by shippers with other alternatives.

Enbridge argued that the financial support payments would not constitute an uneconomic entry into the market, but rather, would serve to remove an economic barrier to market entry. Similarly, Enbridge suggested that the proposed payments would not result in a threat to competition in the pipeline industry and noted that, in the current environment, major projects would not proceed without support from producers, shippers and refiners. Enbridge concluded that to allow one pipeline to implement incentive tolls designed to attract volumes to its system while not allowing a competing system to implement a market-responsive tolling mechanism would be a threat to competition.

Enbridge argued that the NEB Act does not prohibit the inclusion in tolls of costs incurred by a pipeline for the benefit of its shippers and the public. Enbridge submitted that the approval of the NRA applications would result in tolls that would be just and reasonable, not unduly discriminatory, and in the public interest. Enbridge noted that the NEB Act does not set out a specific test or a definition of just and reasonable tolls and that a cost-of-service benchmark is not necessary to evaluate whether tolls are just and reasonable. It also noted that the Board can approve a very broad array of costs or charges for recovery from shippers through tolls, and can approve measures relating to the pipeline transportation function that do not actually serve or directly affect the transportation function. In Enbridge's view, the key is whether the charges or measures relate to the provision of service or to service-related benefits to shippers.

Enbridge suggested that market access is a necessary part of the service provided to shippers on the Enbridge pipeline system, and that without access to markets, the pipeline transportation function can be of little or no use to shippers. Enbridge suggested that previous decisions by the

Board indicate that market access, particularly access to U.S. markets, is connected to service provided by Enbridge.

Enbridge also noted that the Board has previously approved tolls based on incentive tolling principles and that the proposed NRAs are entirely consistent with incentive tolling principles as they reflect the alignment of the interests of the pipeline and its shippers in finding the most timely and efficient means of ensuring access to the Cushing and the U.S. Gulf Coast markets for western Canadian crude oil. Enbridge submitted that it is important to assess whether tolls are just and reasonable from a broader perspective because fairness, and whether or not a particular toll proposal is fair, will be perceived differently by different tollpayers. In Enbridge's view, if the overall benefits of a proposed toll outweigh the potential disadvantages that may be raised by a single shipper, then that toll could be found to be just and reasonable. In this connection, Enbridge noted that a negotiated settlement is not required to have unanimous support and that the Board has established provisions for the consideration of contested settlements.

Enbridge argued that the proposed Spearhead and 20" Reversal NRAs are in the public interest because they support the efficient and effective use of existing infrastructure to both diversify market opportunities for Enbridge shippers, and enable western Canadian producers to maximize the value received for their commodity. Enbridge suggested that, from the broader public interest perspective, a consequence of not having new market access would be potential reductions in future supply.

Enbridge acknowledged Terasen's request to limit the approval of the NRA applications such that the approval could not be used as a precedent for future decisions. It noted that there are no immediate plans for other NRA applications and that the Board would assess future applications on their individual merits and relevant circumstances.

Enbridge noted the significant opportunities for benefits that could arise from access to the Cushing and U.S. Gulf Coast markets, and that both initiatives involve the utilization of existing assets, rather than new construction. Enbridge noted that it worked with stakeholders to develop the initiatives, and that the magnitude of the charges to be collected through the NRAs is reasonable since the benefits are expected to outweigh the costs. Enbridge suggested that it would not be acting prudently if it did not take steps to facilitate timely access to new markets in order to secure the opportunity for incremental volumes to move on the Enbridge system to the benefit of shippers, and to secure the opportunity for Canadian producers to maximize the value of their commodities.

Enbridge argued that the proposed use of the NRA mechanism to provide financial support to the Spearhead and 20" reversal projects was appropriate. It claimed that the proposed NRAs are an effective, efficient, familiar and transparent mechanism to facilitate the timely pre-investment in a market opportunity that will otherwise be lost. Enbridge noted that no party has proposed a specific alternative to the NRA.

Enbridge noted that the NRA approach would involve allocation of costs across the five service categories on the Enbridge system, based on Enbridge's Board approved toll design.

Enbridge noted that it is currently working to finalize a new Incentive Toll Settlement (ITS) with CAPP and asked the Board to assume for the purposes of the applications that a new ITS would be forthcoming and would contain an equivalent NRA provision. In the event that a new ITS did not contain an NRA provision, Enbridge requested the Board to approve the concept of the recovery of the cost of the market access initiative through a surcharge to Enbridge tolls, with a condition that Enbridge must apply for and receive Board approval for the specific mechanism to be used.

Enbridge noted that both Enbridge and Mobil need to make decisions about the future of the Spearhead and 20" reversal projects no later than the middle of May. Therefore, Enbridge requested that the Board consider issuing its decision with reasons to follow.

2.2 CAPP

According to CAPP, the NRAs are required to accommodate the anticipated growth in western Canadian crude oil supply which, in turn, requires access to new markets. CAPP noted that, over the last two years, western Canada's crude oil production has grown by over 200,000 b/d (31 797 m^3/d) and that this growth in crude oil production is made up of primarily heavy oil from the oil sands. CAPP estimated that by 2015 western Canada's crude oil supplies could increase by one million b/d (158 983 m^3/d) compared to 2004.

Access to new sources of demand is needed to consume the increase in supply. The key market for western Canadian heavy crude oil is the U.S. Midwest and this market has been virtually saturated. CAPP indicated that there has been little or no growth in demand for crude oil in the traditional market areas supplied by western Canadian producers and this is expected to continue. CAPP suggested that the market reality for heavy crude oil was that producers would have to go further downstream than Chicago.

CAPP submitted that supply growth that is not matched by demand growth results in over-supplied markets and downward pressure on prices as buyers and sellers adjust prices to clear the market. Access to new markets is needed to remove the market distortion and permit prices to be set by supply and demand in an unconstrained market. CAPP argued that the need for market access was an immediate and pressing issue as there are currently stranded barrels of Canadian crude oil.

CAPP believes that the implementation of the Spearhead and 20" reversal projects would help to alleviate the existing market constraints by increasing market access and providing additional opportunities for market demand to support increases in production and supply from western Canada.

CAPP submitted that constrained access to markets was already exerting a downward pressure on heavy oil prices and a widening of the light-heavy differential. CAPP noted that wide light-heavy differentials reduce heavy oil producers' netbacks, potentially to a point where oil sands heavy oil projects are no longer economic to develop or produce.

In CAPP's argument, it stated that the proposed Enbridge commitment to provide financial support for the two reversal projects would not constitute a subsidy that would result in a

distortion in the market. In CAPP's opinion, the issue pertained to the allocation of costs in relation to benefits, and that in this case, the costs would flow with the expected benefits. CAPP asserted that, since all the costs are transportation related and would be recovered in tolls, there would be no distortion in the market. CAPP claimed that the approval of the applications would actually remove the distorting effects of a lack of sufficient market access.

CAPP suggested that oil pipelines require certain minimum threshold volumes in order to operate and maintain batch integrity. CAPP viewed the reversal projects and their associated small volume threshold requirements as a means to overcome the economic barrier to entry into new markets.

CAPP noted that there is also a market acceptance issue for new supplies of crude oil and therefore it takes time to develop new markets. CAPP viewed the reversal projects as an opportunity for the new markets to get accustomed to accepting volumes of Canadian crude oil in a small-step fashion. The proposed reversal projects would provide producers with a strategic advantage to enter new markets in a relatively small way as opposed to making a much larger investment due to the economies of scale required to construct a new pipeline to enter the market.

CAPP disagreed with Flint Hills' suggestion that downstream contracts on the proposed reversal project should be backed up with matching transportation contracts on the Enbridge system. CAPP noted that Enbridge is a common carrier and that matching upstream transportation contracts would add to the cost of making commitments to the 20" reversal project and would detract from a competitive marketplace.

In CAPP's view, the focus of the Enbridge applications should be the recovery of costs by the Canadian pipeline in relation to benefits to the Canadian pipeline. CAPP acknowledged that producers would benefit from the reversal projects and argued that all shippers on the Enbridge system would also benefit from the opportunity for increased throughput and lower tolls. Enbridge would have the opportunity to make use of its unutilized capacity and the new markets would provide more flexibility for shippers on the Enbridge system. In the longer term, increasing supplies would provide a triple-win situation where the pipeline, producers, and the market all benefit from the increased availability of supply.

CAPP believed that the proposed use of the NRA mechanism was appropriate. It argued that the purpose of the NRA provision was to have an agreed-to cost-of-service mechanism for expeditiously handling needed expenditures that come up during the course of the multi-year incentive agreement but that are outside the agreed-to cost envelope.

CAPP questioned the relevance of examining alternatives to the proposed financial support arrangements. It asserted that the proposed use of the NRAs fits within the goals of the legislation and satisfies accepted criteria for cost recovery. CAPP further stated that the need for access to new markets is immediate and the purpose of the NRA is to have an agreed-to cost-of-service concept for handling needed expenditures that are outside the agreed-to cost-of-service envelope. With respect to alternatives, CAPP argued that any possible alternatives are not easy to move forward in a timely manner and to delay taking action on the applications would be harmful and contrary to the public interest.

CAPP submitted that it is the basic obligation of a common carrier to provide carriage, and in turn, the carrier has the basic right to charge reasonable compensation for that carriage even if those costs may be to a third party carrier.

CAPP submitted that the costs involved in Enbridge's applications are pipeline transportation-related costs that provide for a better provisioning of the entire transportation chain. CAPP suggested that, if the operator of the NEB-regulated pipeline, acting reasonably and prudently and having regard only to that NEB pipeline business would incur the costs, then those costs should be eligible for inclusion in its tolls. With respect to the proposed costs, CAPP claimed that the broad range of benefits and high level of support from stakeholders justifies the allocation of the costs across all Enbridge tollpayers. CAPP argued that even if there was some opposition general system benefits do not require a precise matching of benefit to each and every shipper or tollpayer; but, rather, general benefits to the system as a whole.

CAPP argued that it has never been in the Canadian public interest to sell commodities at less than fair market value and that the removal of constraints to the transportation of crude oil is in the public interest. CAPP suggested that the sharing of costs between pipelines to achieve greater utilization for the benefit of both is in the public interest. CAPP viewed the current applications as an example of how the public interest could be promoted by cooperation across jurisdictions. CAPP argued that if new facilities would result in a great benefit across the entire transportation chain other portions of the system should not be prevented from contributing to the costs and that it would be reasonable to recover those costs from its customers.

CAPP argued that in previous decisions the Board has emphasized the importance of facilitating the operation of broad market forces and has favoured cooperation between pipelines and the industry to develop market responsive solutions. CAPP asserted that the current applications are an example of pipelines cooperating with each other and industry, thus resulting in benefits to the entire marketplace.

With respect to Terasen's concern that approval of the Enbridge applications would result in a precedent to allow the roll-in of costs for future pipeline expansions, CAPP noted that there already is a large amount of existing precedent on the issue.

CAPP requested that the decisions with respect to the Enbridge applications be made as expeditiously as possible.

2.3 Mobil Pipe Line Company

Mobil argued that the reversal projects represent a triple-win for producers, pipelines, and the markets which will see a new source of crude oil supply. Mobil suggested that the merits of the two projects are reflected by the level of support that they have received and noted that only one shipper, Flint Hills, is opposed to Enbridge recovering the financial support for these projects through its tolls. Mobil claimed that the high level of support for the applications is one of the best indications that each of the projects would have benefits which exceed the maximum toll increase impact of approximately two cents per barrel for each project.

Mobil believes that most, if not all, of the volumes to be transported on its 20" pipeline would originate on the Enbridge mainline. It noted that the Express system is essentially full and that volumes transported on Express are moving to an existing market. Mobil indicated that the Enbridge system has available capacity to accommodate the two reversal projects and that the Mustang Pipeline would be able to accommodate all volumes tendered to it over the next five years.

According to Mobil the proposed Enbridge commitment to contribute $US10 million per year for five years translates into a maximum increase in Enbridge's mainline toll of approximately two cents per barrel. This maximum increase is based on the assumption that no incremental volumes would be transported on the Enbridge line as a result of the 20" Reversal Project. Mobil noted that, to the extent that any incremental volumes flow on the Enbridge mainline, the two cents per barrel would be reduced.

Mobil submitted that whether Enbridge should be allowed to recover the proposed costs in its tolls is a matter relating to a toll and is therefore directly authorized under section 59 of the NEB Act. In Mobil's view the question was not whether the Board can approve the costs but rather whether or not the financial support expenditures should be allowed to be recovered in Enbridge's tolls. Mobil indicated that, if Enbridge's applications are approved, it would provide immediate and long-lasting benefits to Enbridge's shippers as well as to western Canadian producers.

Mobil indicated that, while the net book value of its pipeline is under $US 7 million, it is an extremely valuable asset given its location in the market. Mobil indicated that if a decision was rendered prior to 15 May 2005, this would allow sufficient time to undertake the necessary construction activities to achieve a start-up prior to the end of 2005. Mobil submitted there was no assurance that if the application was not approved in a timely manner its pipeline would remain under present ownership and available to transport Canadian crude oil to the U.S. Gulf Coast.

2.4 Terasen

Terasen did not oppose expanding market access for western Canadian crude oil production. It noted the importance for producers of the Spearhead and 20" reversal projects and therefore did not oppose the reversal projects. However, Terasen did have concerns with Enbridge's proposed recovery in tolls of financial support for the reversal projects.

Terasen acknowledged that the burden of expanding pipelines into new markets may fall disproportionately on the initial users. Producers at the forefront of market development may absorb substantial costs or bear additional risks associated with shipping commitments for new pipeline facilities while a new market is developed. Producers who come along later reap the benefit of the new market without sharing in all of the costs or risks borne by producers who were at the forefront in developing the market.

Terasen indicated that it is not so much concerned with the potential impacts of the Spearhead or Mobil proposals, but with the impact of a broader application of Enbridge's approach in this case. It requested that if the Board was prepared to accept the Enbridge proposal in this

proceeding the Board's decision should not be used as a precedent for Enbridge's Gateway project or other future proceedings.

As a pipeline company, Terasen was concerned about the potential impact on future pipeline projects arising from a broader application of Enbridge's approach to these project development opportunities. It claimed that the marketplace for construction of new pipelines or enhancement of existing systems is becoming very competitive with different pipeline companies formulating various proposals to access the same markets. Terasen noted that since the Enbridge system is much larger than Terasen's, it would have a significant competitive advantage from its ability to absorb subsidies at a lower cost per barrel. Terasen suggested that, if Enbridge's approach were to be used as precedent for projects such as Gateway, Enbridge would have a significant competitive advantage. Therefore, for Terasen, the issue was broader than just the Spearhead and 20" reversal projects.

2.5 Flint Hills

In final argument Flint Hills stated that it was not opposed to Canadian producers seeking new crude oil markets nor to the reversals of the Spearhead pipeline and the Mobil 20" pipeline. Flint Hills stated that it was opposed to the collection of financial support for the Spearhead and Mobil Projects in Enbridge's Canadian mainline tolls. Flint Hills urged the Board to deny the applications and suggested that if the benefits were so significant parties who support the reversal initiatives could develop alternatives to obtain access to the Cushing and Gulf Coast markets.

Flint Hills claimed that the benefits associated with the provision of financial support for the reversal projects were either mischaracterized or overstated. Flint Hills asserted that the claim that the financial support provided would result in increased throughput on the Enbridge system and an associated decrease in tolls was misleading. Flint Hills noted that Enbridge could not state with certainty what level of incremental volumes would result from the initiatives and that there is a possibility that volumes destined for the Mobil pipeline would be transported on the Express system. Moreover, Flint Hills argued that if the financial support initiatives were not approved the available capacity on the Enbridge system would nevertheless be filled by growing supplies of Canadian heavy crude oil. Flint Hills concluded that the increase in throughput on Enbridge, along with the associated reduction in unit costs, was not dependent on the approval of the applications.

Flint Hills stated that in the event of approval of the Enbridge applications the benefit of improved prices for Canadian crude oil in Chicago and increased netbacks for Canadian producers would not be driven by market forces but rather by the uneconomic entry into the Cushing and U.S. Gulf Coast markets facilitated by the financial support agreed to by CAPP. Flint Hills indicated that access to the new markets would not be gained on a stand-alone basis and that the committed tolls to be paid by Spearhead and Mobil shippers are insufficient to proceed with the reversal projects. In its view, the provision of financial support is inconsistent with market-determined pricing. Flint Hills further argued that higher prices at Chicago would result in higher costs for Canadian consumers.

Flint Hills disagreed that the committed tolls on the Spearhead and 20" reversal projects were market based and suggested that to be considered market based the pipelines' entire revenue requirement would have to be derived from tolls without support from a third-party. It further suggested that the pipeline should bear the costs of any discount from a full cost-of-service toll.

Flint Hills argued that the NRA financial support initiatives were contrary to sound regulatory principles including stand-alone tolling and the user-pay principle. Flint Hills indicated that neither the Spearhead nor the 20" reversal projects would recover the full cost of their services through toll revenues and therefore violated the stand-alone principle. In addition, Flint Hills argued that a regulated enterprise should not provide financial support for initiatives outside of the services provided by the regulated facility. In Flint Hills' view if Enbridge were to collect financial support to be transferred to other pipelines Enbridge would not be acting in a manner consistent with the stand-alone principle.

Flint Hills indicated that the concept of user-pay should be applied to tolling matters and that tolls should be designed to be as cost-based as practicable so that users of the system bear financial responsibility for the costs incurred to transport their commodity. Flint Hills suggested that the user-pay principle contemplates that tolls would reflect expenditures related to a particular service between receipt and delivery points.

With respect to the recovery in tolls of costs associated with the proposed financial support commitments for the reversal projects, Flint Hills submitted that Enbridge would not be providing any service on the mainline to warrant an increase in its tolls. Flint Hills disagreed with Enbridge's explanation of the services that it would provide and argued that Enbridge only provides transportation services to the international border where it transfers custody of crude oil to another pipeline. Therefore, in Flint Hills' view, Enbridge does not provide service to PADD II, and therefore could not be considered as expanding its service to include markets in Cushing and the Gulf Coast. Flint Hills also disagreed that the administration of the transfer of funds represents the provision of a service on the Canadian mainline. Flint Hills also challenged Enbridge's suggestion that the provision of financial support for the reversal projects would facilitate commerce within the mainline by enabling trading among shippers so that parties can move barrels to new markets. Flint Hills stated that the Enbridge proposal does not pertain to the receipt and delivery of crude oil on the Canadian mainline system.

Flint Hills questioned the Board's authority to approve the recovery of costs associated with the proposed financial support payments by Enbridge to the Spearhead and Mobil 20" reversal projects. In this regard, Flint Hills asserted that the Enbridge mainline does not provide transportation service outside of Canada and that tolls must be limited to costs arising from or associated with the provision of transportation service between receipt and delivery points within Canada.

Flint Hills claimed that one of the outcomes of the Enbridge applications is the creation of an unlevel playing field among pipelines. Flint Hills noted that, as a large pipeline, Enbridge has a competitive advantage over the Trans Mountain and Express pipeline systems with its ability to roll in costs and incur a substantially lower toll impact. Flint Hills argued that Enbridge could take advantage of rolled-in costs that would not be feasible on the Trans Mountain or Express system to attract volumes away from its competitors.

As a shipper on the Enbridge system Flint Hills submitted that while it would incur a toll increase as result of an approval of the Enbridge applications there would not be an enhancement of service related to that toll increase.

2.6 Other Parties

EnCana Corporation

EnCana supported the Enbridge applications and noted that western Canadian crude oil producers are facing large differentials between the market price for heavy crude oil and West Texas Intermediate crude oil as a result of limited market access. EnCana stated that the proposed market extensions would develop new markets for Canadian crude oil and serve to moderate the downward pressures on the price for heavy crude oil.

EnCana also submitted that the NRAs would ensure that the Enbridge system would be fully utilized and that the expansion of the market would provide a benefit to Enbridge and all stakeholders.

Imperial Oil

Imperial Oil supported the Enbridge applications and stated that approval of the applications would result in just and reasonable tolls.

Shell Canada Limited

Shell supported the Enbridge applications based on the need for increased market access for western Canadian crude oil.

Suncor Energy Marketing Inc.

Suncor expressed its support for the Enbridge applications based on its belief that the initiatives would increase utilization and lower tolls on the Enbridge system and would provide Canadian crude oil producers with greater market access and better netback prices.

Chapter 3

Views of the Board

The oil transportation sector has undergone a significant transition over the past two decades. Since market deregulation in the 1980s and the implementation of the *North American Free Trade Agreement*, Canadian and U.S. oil markets have increasingly evolved into an integrated North American market. This integrated market is supported by a complex network of interconnecting pipelines between sources of supply and regional markets. For example, a refiner located in the Chicago market has a number of options and can obtain supply from several different sources including U.S. domestic production, imports from the U.S. Gulf Coast, and western Canada.

Transportation paths are often determined as the result of price signals at supply and market regions throughout North America. Producers are continuously seeking to maximize the value received for the commodity they produce, while consumers seek to obtain the lowest cost alternative to meet their requirements. Economically efficient outcomes are achieved when both producers and consumers are able to effectively achieve these goals.

To obtain economically efficient outcomes there must be adequate transportation infrastructure to connect supply to markets. When there is a lack of sufficient pipeline capacity between two locations, crude oil supplies can become "trapped" in one region causing a disconnect from those prices reflected in the larger integrated market. In a disconnected region the price of crude oil can be significantly higher or lower than the rest of the market. Prices in a disconnected region will tend to move to the point where the price would be determined based on the available supply and demand in that particular region rather than the requirements and prevailing price of the larger integrated market.

In a healthy market innovation occurs as new ideas are tested and risks are taken. Innovation can promote dynamic efficiency and contribute to efficient responses to changing supply and demand patterns. In the regulatory context, an implication of this principle is that the tools provided to pipelines to meet market requirements will vary depending on the specific market circumstances. Innovation which contributes to economically efficient responses to changing market conditions should be encouraged except when, in considering the public interest, the costs outweigh the benefits.

As commodity markets have become more competitive pipelines have had to adapt to become more innovative and responsive to meet the needs of their customers. For example, desires by shippers for improved operating and capital cost efficiency, toll reductions and stability, and maximization of system utilization have resulted in a number of incentive settlement agreements that promote a greater alignment of a pipeline's interests with its shippers. Over the past decade Enbridge has successfully operated within the context of multi-year incentive tolling agreements. Similarly, efforts to improve the efficiency of cross-border transportation have resulted in joint international tariffs providing a single toll for crude oil on systems that cross the international border for deliveries to various points in the U.S. Going forward, as pipeline companies compete

for new business opportunities, they need to develop innovative responses to demands from shippers for adequate levels of service and for increasing levels of flexibility in service options. These responses must be balanced by the need to set transportation tolls at levels that will retain existing shippers and attract new volumes to the system.

Over the past two decades the regulatory environment has moved beyond the constraints of full cost-of-service regulation and has progressively adapted to embrace developments in the market, including incentive settlement agreements and joint international tariffs. The Board has encouraged and enabled this flexibility and innovation, for example, through its *Guidelines for Negotiated Settlements of Traffic, Tolls and Tariffs*, and by recognizing that the market environment in many cases lies somewhere between a pure monopoly and a fully competitive structure. However, when confronted with these innovative arrangements between pipeline companies and shippers, the Board must have regard to the public interest, the reasonableness and prudency of costs, and ensuring that there is no undue discrimination between shippers.

There is a general consensus that western Canadian crude oil production has grown significantly and will continue to grow due to the development of the oil sands. The Board notes the Enbridge and CAPP evidence that by 2015, western Canadian crude oil supply could increase by one million b/d (158 983 m^3/d) compared to 2004. While there is sufficient capacity on the Enbridge system to accommodate incremental volumes, the evidence also indicates that the northern PADD II markets are virtually saturated with Canadian heavy crude oil and that new markets are required. Some parties indicated that constrained access to markets capable of processing heavier grades is exerting a downward pressure on heavy oil prices and widening the light-heavy price differentials for western Canadian production. The Board notes the evidence in this proceeding that this has already had a negative effect on western Canadian producers of heavy crude oil and could affect the economics of oil sands development. The Board is of the view that transportation access to additional markets is required to accommodate growing supplies from the oil sands. The Cushing and U.S. Gulf Coast markets with their large refining capacity (almost seven million b/d) and ability to process crude oil from the oil sands appear attractive to many producers. A number of parties emphasized to the Board the importance of a timely response to this market access issue.

Enbridge characterized its applications as a response to opportunities to secure timely and efficient access to new markets for western Canadian crude oil that would provide benefits for both producers and shippers on the Enbridge system. The Enbridge applications seek approval to use a toll based mechanism for the purpose of collecting financial support for the Spearhead Pipeline Project and the 20" Reversal Project. The Board notes Enbridge's evidence indicates that both applications are a result of extensive dialogue with CAPP and that, with the exception of Flint Hills, Enbridge shippers either support the initiative or do not oppose the collection of funds to support the reversal projects.

The Board notes the Enbridge applications seek approval to recover the costs of the proposed financial support associated with the two projects through the NRA mechanism of the 2000 ITS. However, final tolls for 2005 and beyond, including costs incurred by Enbridge in relation to the Spearhead and Mobil 20" reversal projects, will not be established pursuant to the 2000 ITS. Accordingly, the Board has not found it necessary to determine whether the proposed costs were

contemplated by the parties to the 2000 ITS or would otherwise be within the scope of Section 7 of the 2000 ITS.

Stakeholders have entered into discussions regarding the extension or replacement of the 2000 ITS. The Board cannot presume that those discussions will be successful, or what will be the result of any contested or uncontested consideration of applications related to Enbridge tolls. Therefore, the Board has considered whether the costs resulting from the proposed financial support arrangements are reasonable and ought to be recovered in tolls, independent of the expired 2000 ITS and without presuming any particular method of toll calculation for Enbridge in 2005 and beyond.

The Board has considered a number of factors in its assessment of the Enbridge applications. These include the growing oil sands production, market requirements, timeliness of new market access, impacts on existing shippers, level of shipper support, and potential system benefits.

The Board notes the evidence that western Canadian crude oil production is expected to grow with some forecasts indicating that production from the oil sands is likely to increase by one million barrels per day by 2015. Markets in the U.S. Midwest are becoming saturated and therefore new markets such as Cushing and the U.S. Gulf Coast, with almost seven million b/d of refining capacity, are required for this growing oil sands production.

The need to provide access to this market is immediate. Enbridge and Mobil have indicated that they wish to begin work without delay and have their pipelines in service by the end of 2005 or the first quarter of 2006. The proposal by Enbridge offers an expeditious means of handling the required expenditures.

The Board notes the evidence that traditional cost-of-service tolls on the reversed pipelines would not attract shippers, and that to be economically feasible, these projects require an innovative toll structure and financial support in order to penetrate the new markets. The Board also notes that CAPP has agreed to the provision of financial support for the proposed projects and, as a result of the open seasons for capacity on the reversal projects, significant levels of firm transportation commitments were entered into by shippers. The Board further notes the evidence that the respective pipelines will bear the risk that the market demand for Canadian crude oil will develop so that sufficient volumes would be attracted to the reversal projects after the five-year term of the proposed NRAs. Therefore, no further support from Enbridge shippers would be required. The Board is of the view that there is an adequate level of market support for the proposed reversal projects, the associated tolling structures, and the collection of financial support through tolls on the Enbridge Canadian mainline. The Board is also of the view that Enbridge has acted prudently to ensure that its system shippers would not bear any risks beyond the five-year term of the support agreements.

The Board notes that if there were no incremental volumes attracted to the new markets, the toll effect is forecast to be approximately $0.022/barrel ($0.014/cubic metre) for each of the reversal projects. However, if incremental volumes of 45,000 b/d (7 154 m^3/d) or greater result from each of the respective reversal projects and those volumes move on Enbridge, there will be a negligible to positive toll impact. The Board is of the view that the maximum toll impact

appears to be reasonable relative to prevailing tolls[2] on Enbridge and the pricing relationship that currently exists between light and heavy Canadian crude oils.

The Board notes that no party to the proceeding objected to producers seeking new markets for western Canadian crude oil. Similarly, no party to the proceeding was opposed to the reversal of either pipeline. With the exception of Flint Hills, all Enbridge shippers either support, or do not oppose the proposed financial support arrangements. These shippers represent 90 percent of the volumes on the Enbridge system. Moreover, CAPP which through its membership represents 83 percent of the volumes shipped on Enbridge was involved in the negotiation of the proposed financial support arrangements. Non-CAPP members, who represent the remaining 17 percent of Enbridge volumes, have not contested the NRA applications. In this instance, the Board is persuaded that there is a high level of support for the reversal projects and Enbridge's applications to collect financial support for the initiatives through its tolls.

While producers are clearly expected to benefit from the removal of market access constraints, the Board is of the view that non-producing shippers, including Flint Hills, will also benefit from the reversal initiatives. These benefits include the potential for lower tolls due to incremental throughput on the Enbridge system, the availability of additional markets, and greater flexibility for shippers in managing their system volumes.

The Board is of the view that the Enbridge applications would result in the efficient use of existing infrastructure, enable access to new markets in a timely manner, and help to ensure that adequate markets are accessible to accommodate growth in supply. The evidence supports Enbridge's position that the initiatives will provide benefits to producers, the pipeline, and its shippers, and that the proposals enjoy a very high level of support. Based on the high level of support for the Enbridge proposals and the relatively small increment to Enbridge tolls, the toll impact appears to be fair.

For the above reasons, the Board finds it reasonable and prudent for Enbridge to enter into the proposed contractual commitments to provide financial support to the Spearhead and 20" reversal projects, and to incur the associated costs. Having found that it is prudent for Enbridge to incur these costs, and that the costs will result in general benefits to the Enbridge system and its shippers, the Board finds it reasonable that the costs be included in the otherwise applicable Enbridge annual revenue requirement and recovered from all shippers based on Enbridge's Board approved toll design.

After careful consideration of the legal submissions of parties, the Board does not find persuasive the argument of Flint Hills that the Board lacks authority to approve the recovery of the proposed costs in tolls. Having found that the costs will be reasonably and prudently incurred in relation to the operation of the Canadian system, it would be inconsistent and contrary to well established rate-making principles for the Board to find that the same costs could not be recovered from the users of that system.

With respect to Terasen's concern that Enbridge may apply in the future to roll in the costs of other projects under an NRA mechanism or otherwise, the Board finds it appropriate to

---

2 The currently approved toll for transportation of heavy petroleum from Edmonton, Alberta to Gretna, Manitoba, including terminalling and tankage charges, is approximately $1.40/barrel ($8.82/m³).

comment. The Board notes that the concept of averaging pipeline system costs, including expansion costs, over the tolls charged to all system users is a well established approach. However, the Board recognizes that this approach may not always be appropriate. In any event, the Board has previously indicated that it is not strictly bound by its earlier decisions or the principle of *stare decisis*[3]. In the exercise of its statutory discretion, the Board must and will continue to consider each case on its own merits based on the record before it.

The Board is of the view that Orders TO-01-2005 and TO-02-2005 will result in tolls that are just and reasonable and not unduly discriminatory.

---

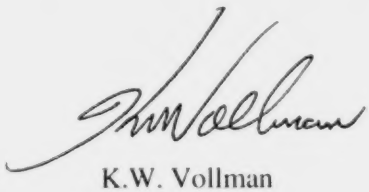
3 National Energy Board RH-2-98 Reasons for Decision, BC Gas Utility Ltd. (Access and Tolls), March 1999 at p. 14; and National Energy Board RH-1-2000 Reasons for Decision, Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (Tolls), August 2000 at p. 39.

Chapter 4

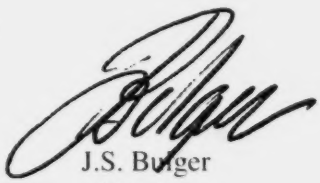
Disposition

The foregoing constitutes our Reasons for Decision in respect of the applications considered by the Board in the RH-1-2005 proceeding.

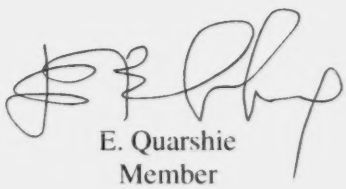
In response to requests received from several parties during the RH-1-2005 proceeding, the Board's Decisions on the applications, Orders TO-01-2005 and TO-02-2005, were released on 28 April 2005 in advance of the Board's Reasons for Decision. Orders TO-01-2005 and TO-02-2005 have been reproduced in Appendices I and II, respectively.



K.W. Vollman
Presiding Member



J.S. Burger
Member



E. Quarshie
Member

Calgary, Alberta
June 2005

Appendix I

Order TO-01-2005

IN THE MATTER OF the *National Energy Board Act* and the regulations made thereunder;

AND IN THE MATTER OF an application filed with the National Energy Board by Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) under File 4200-E101-6 for certain orders respecting tolls pursuant to Part IV of the Act.

BEFORE the Board on 28 April 2005.

WHEREAS, Enbridge filed an application, dated 7 January 2005, pursuant to Part IV of the Act, for approval of a Non-Routine Adjustment or equivalent mechanism to enable Enbridge to contribute financial support to an initiative to extend transportation service for crude petroleum supplies into the Cushing, Oklahoma area (Application);

AND WHEREAS, the Application proposes the recovery in Enbridge's Canadian pipeline tolls of ten million dollars (U.S. currency) per year for five years to support an extension of service via the Spearhead Pipeline from Chicago, Illinois to Cushing, Oklahoma;

AND WHEREAS, the Board, on 21 January and 17 February 2005, issued procedural directions for the hearing of the Application, together with a separate application filed by Enbridge on 8 February 2005, in a proceeding identified as RH-1-2005;

AND WHEREAS an oral public hearing was held in Calgary, Alberta between 7 April and 12 April 2005, during which time the Board heard the evidence and argument presented by Enbridge and RH-1-2005 Parties;

AND WHEREAS the Board's decisions on the Application are set out in this Order;

AND WHEREAS the Board has considered the evidence and submissions, and has found that the tolls that will result from the decisions outlined in this Order are just and reasonable and not unduly discriminatory;

AND WHEREAS the Board will release its Reasons for Decision on the matters considered in the RH-1-2005 proceeding in due course;

THEREFORE, IT IS ORDERED, pursuant to Parts I and IV of the Act, that:

1. The Board approves an addition to the otherwise applicable Enbridge annual revenue requirement in the amount of ten million dollars (U.S. currency) per year for five years, calculated in Canadian funds, to be effective no earlier than the in-service date of the Spearhead Pipeline, to be used to support an extension of service via the Spearhead Pipeline to the Cushing, Oklahoma area.

2. The Board approves the allocation of the resulting toll increases across all service categories on the Enbridge system based on Enbridge's Board approved toll design.

3. Prior to the effective date of the resulting toll increases, Enbridge shall file with the Board a copy of the executed agreement between Enbridge Pipelines Inc. and the owner of the Spearhead Pipeline, reflecting all terms and conditions associated with the financial commitment of Enbridge for the purpose outlined above.

4. Prior to the effective date of the resulting toll increases, Enbridge shall file with the Board a description of the specific mechanism for recovery of such funds through tolls.

5. Enbridge shall file annually with the Board, no later than in its application for final tolls, the following:
   a) a calculation of funds collected in tolls pursuant to this Order during the prior year (in Canadian currency);
   b) a list of amounts remitted to the appropriate Spearhead entity during the prior year (in U.S. currency), including the dates of such remittances; and
   c) a calculation of variances between (a) and (b) above, including identification of the exchange and interest rates employed in such calculation.

NATIONAL ENERGY BOARD

Michel L. Mantha
Secretary

Appendix II

Order TO-02-2005

IN THE MATTER OF the *National Energy Board Act* and the regulations made thereunder;

AND IN THE MATTER OF an application filed with the National Energy Board by Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) under File 4200-E101-7 for certain orders respecting tolls pursuant to Part IV of the Act.

BEFORE the Board on 28 April 2005.

WHEREAS, Enbridge filed an application, dated 8 February 2005, pursuant to Part IV of the Act, for approval of a Non-Routine Adjustment or equivalent mechanism to enable Enbridge to contribute financial support to a market access initiative to provide access for Canadian crude to the U.S. Gulf Coast Region (Application);

AND WHEREAS, the Application proposes the recovery in Enbridge's Canadian pipeline tolls of ten million dollars (U.S. currency) per year for five years to support a Mobil Pipe Line Company initiative to reverse the flow of its 508 millimetre pipeline;

AND WHEREAS, the Board, on 17 February 2005, issued procedural direction for the hearing of the Application, together with a separate application filed by Enbridge on 7 January 2005, in a proceeding identified as RH-1-2005;

AND WHEREAS an oral public hearing was held in Calgary, Alberta between 7 April and 12 April 2005, during which time the Board heard the evidence and argument presented by Enbridge and RH-1-2005 Parties;

AND WHEREAS the Board's decisions on the Application are set out in this Order;

AND WHEREAS the Board has considered the evidence and submissions, and has found that the tolls that will result from the decisions outlined in this Order are just and reasonable and not unduly discriminatory;

AND WHEREAS the Board will release its Reasons for Decision on the matters considered in the RH-1-2005 proceeding in due course;

THEREFORE, IT IS ORDERED, pursuant to Parts I and IV of the Act, that:

1. The Board approves an addition to the otherwise applicable Enbridge annual revenue requirement in the amount of ten million dollars (U.S. currency) per year for five years, calculated in Canadian funds, to be effective no earlier than the in-service date of the Mobil Pipe Line Company 20" Reversal Pipeline Project, to be used to support this initiative intended to provide access for Canadian crude to the U.S. Gulf Coast region.

2. The Board approves the allocation of the resulting toll increases across all service categories on the Enbridge system based on Enbridge's Board approved toll design.

3. Prior to the effective date of the resulting toll increases, Enbridge shall file with the Board a copy of the executed agreement between Enbridge Pipelines Inc. and Mobil Pipe Line Company, reflecting all terms and conditions associated with the financial commitment of Enbridge for the purpose outlined above.

4. Prior to the effective date of the resulting toll increases, Enbridge shall file with the Board a description of the specific mechanism for the recovery of such funds through tolls.

5. Enbridge shall file annually with the Board, no later than in its application for final tolls, the following:
   a) a calculation of funds collected in tolls pursuant to this Order during the prior year (in Canadian currency);
   b) a list of amounts remitted to Mobil Pipe Line Company during the prior year (in U.S. currency), including the dates of such remittances;
   c) a calculation of variances between (a) and (b) above, including identification of the exchange and interest rates employed in such calculation; and
   d) an itemized account of any amounts to be collected in tolls in the year in relation to indirect costs incurred by Enbridge as a result of the agreement between Enbridge and Mobil Pipe Line Company, including description of the activity or circumstance giving rise to such charges.

NATIONAL ENERGY BOARD

Michel L. Mantha
Secretary

Office national de l'énergie
National Energy Board

Motifs de décision

Enbridge Pipelines Inc.

RH-1-2005

Juin 2005

Droits

Canada

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

Enbridge Pipelines Inc.

Demandes datées du 7 janvier et du 8 février 2005 en vue d'obtenir des ordonnances en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

RH-1-2005

Juin 2005

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2005
représentée par l'Office national de l'énergie

©Her Majesty the Queen in Right of Canada 2005 as represented by the National Energy Board

N° de cat. NENE22-1/2005-2F
ISBN 0-662-79881-3

Cat No. NENE22-1/2005-2E
ISBN 0-662-40257-X

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

This report is published separately in both official languages.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures i
Liste des annexes i
Glossaire ii
Exposé et comparutions v

1. Introduction 1
1.1 Demandes 1
1.2 Contexte 3

2. Arguments 7
2.1 Enbridge 7
2.2 ACPP 10
2.3 Mobil Pipe Line Company 13
2.4 Terasen 14
2.5 Flint Hills 15
2.6 Autres parties 17

3. Opinion de l'Office 18

4. Dispositif 23

Liste des figures

1-1 Carte des réseaux après inversion du pipeline Spearhead et du pipeline de 20 po de Mobil 2

Liste des annexes

I Ordonnance TO-01-2005 24
II Ordonnance TO-02-2005 26

Glossaire

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
b/j	Barils par jour
Baril non produit	Pétrole brut qui pourrait être produit mais qui est laissé en place en raison de contraintes tenant à la capacité pipelinière ou aux marchés.
BP	BP Pipeline (North America) Inc.
Canalisation principale ou réseau d'Enbridge, ou canalisation principale canadienne	L'oléoduc canadien, propriété d'Enbridge, qui s'étend d'Edmonton (Alberta) à un point sur la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba).
CCPS	CCPS Transportation, L.L.C.
Écart de prix ou écart léger/lourd	L'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd.
Enbridge ou le demandeur	Enbridge Pipelines Inc.
Express	Express Pipeline Ltd.
FERC ou la Commission	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
Flint Hills	Flint Hills Resources
Gateway	Un nouveau pipeline proposé par Enbridge qui s'étendrait d'Edmonton (Alberta) à Prince Rupert ou Kitimat (Colombie-Britannique).
Lignes directrices	*Lignes directrices relatives aux règlements négociés sur le transport, les droits et les tarifs*, publiées par l'ONÉ.
Loi ou Loi sur l'ONÉ	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
m^3/j	Mètres cubes par jour
Mobil ou MPLCO	Mobil Pipe Line Company
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PADD	Petroleum Administration for Defense District (États-Unis)
Pétrole brut et équivalents	Terme collectif désignant tous les hydrocarbures liquides devant être traités par une raffinerie, notamment le pétrole brut lourd et le pétrole brut léger classiques extraits de puits de pétrole; les pentanes et les hydrocarbures plus lourds dérivés de l'extraction et du traitement du gaz naturel; le

	brut synthétique obtenu par raffinage partiel dans une installation de valorisation; et le bitume récupéré in situ au moyen d'un puits de forage.
Pétrole brut lourd	Terme collectif désignant le pétrole brut lourd classique et le bitume.
Pipeline Express	Le réseau pipelinier, propriété d'Express, qui transporte le pétrole brut de Hardisty (Alberta) à Casper (Wyoming).
Pipeline Mobil ou pipeline MPLCO de 20 po	Désigne le pipeline de transport de pétrole brut de 20 po, propriété de MPLCO, qui s'étend de la région de Nederland/Beaumont au Texas à Corsicana (Texas) et le pipeline de 20 po, appartenant à MPLCO, qui s'étend de Corsicana à Patoka (Illinois).
Pipeline Mustang	Un réseau de transport de pétrole brut, propriété d'Enbridge Holdings (Mustang) Inc. [30 %] et de Mobil Illinois Pipeline Company [70 %], qui reçoit le pétrole brut du réseau Lakehead, à Lockport (Illinois), et le livre à des transporteurs de liaison à Patoka (Illinois).
Pipeline Platte	Un oléoduc, propriété de Terasen, qui s'interconnecte avec le pipeline Express à Casper (Wyoming) et s'étend jusqu'à Wood River (Illinois).
Projet d'inversion de Spearhead	Projet qui consiste à inverser le sens de l'écoulement d'un réseau pipelinier en grande partie inutilisé qui était employé antérieurement pour le transport de pétrole brut de Cushing (Oklahoma) à Chicago (Illinois) (le pipeline CCPS), afin de permettre au pétrole brut canadien d'atteindre les marchés du PADD II méridional.
Projet d'inversion du pipeline de 20 po	Projet qui consiste à remettre en service le tronçon du pipeline de MPLCO de 20 po situé entre Patoka (Illinois) et Corsicana (Texas) et à inverser le sens de l'écoulement de tout le réseau de 20 po de MPLCO, de Patoka à la région de Beaumont/Nederland au Texas, pour permettre d'acheminer le pétrole brut canadien jusqu'au PADD III sur la côte américaine du golfe du Mexique.
RDI 2000	*Incentive Toll Principles of Settlement 2000-2004* – Principes d'entente du Règlement avec droits incitatifs (RDI) conclu entre Enbridge et l'ACPP pour la période de 2000 à 2004 à l'égard du service de transport offert sur la canalisation principale d'Enbridge.

Rentrées nettes	Le prix unitaire touché par un producteur pour la vente de pétrole brut, moins les coûts connexes, notamment les coûts de transport et les frais de commercialisation.
Réseau Lakehead	Le réseau américain de transport de pétrole brut, propriété d'Enbridge Energy, Limited Partnership [anciennement Lakehead Pipe Line Partners, L.P.], qui s'interconnecte avec la canalisation principale d'Enbridge près de Gretna (Manitoba) et se raccorde de nouveau à la canalisation 9 d'Enbridge, à Sarnia (Ontario).
RI	Un rajustement imprévu des besoins en produits annuels, tel que prévu à l'article 7 du RDI 2000.
Spearhead ou pipeline Spearhead	Un oléoduc, appartenant à 90 % à Enbridge, qui se raccordera au réseau Lakehead et qui doit assurer un service de transport du nord au sud depuis Chicago (Illinois) au carrefour de marché à Cushing (Oklahoma).
Terasen	Terasen Pipelines Inc.
$US	Dollars américains
$US/$m^3$	Dollars américains le mètre cube
West Texas Intermediate	Un pétrole brut léger non corrosif, produit aux États-Unis, qui est couramment employé comme qualité repère du pétrole brut aux fins des cotations de prix en Amérique du Nord.
WoodPat	Un oléoduc, propriété de Marathon Ashland LLP, qui livre le pétrole brut de Wood River (Illinois) à Patoka (Illinois).

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

PAR SUITE DE demandes déposées auprès de l'Office national de l'énergie par Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge), sous les numéros de dossier 4200-E101-6 et 4200-E101-7, en vue d'obtenir certaines ordonnances sur les droits en vertu de la partie IV de la Loi;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience RH-1-2005;

Entendue à Calgary, en Alberta, les 7, 8, 11 et 12 avril 2005;

DEVANT :

K.W. Vollman	Membre présidant l'audience
J.S. Bulger	Membre
E. Quarshie	Membre

Comparutions	**Participants**	**Témoins**
C.A. Low	Enbridge Pipelines Inc.	T. Martenak A. McNight M. Perret R. Sandahl W. Schrage
N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers	R. Cusson O. DeVries
P. Kahler	BP Canada Energy Company	
D. Sirrs	Devon Canada Corporation	
D. Castellino	EnCana Corporation	
K.F. Miller	Flint Hill Resources	
D. Armstrong	Pétrolière impériale	
T. Hergott	Marathon Ashland Petroleum Canada Ltd.	
T.M. Hughes	Mobil Pipe Line Company	
D. Langen	Shell Canada Limitée	

Comparutions	Participants	Témoins
J. Van Heyst	Suncor Energy Marketing Inc.	
D.A. Holgate	Terasen Pipelines Inc.	R. Ballantyne W. Henderson
J. Forrest	TransCanada Keystone Pipeline Ltd.	
J. Forrest	TransCanada PipeLines Limited	
R.M. Zanin A. Ross	Office national de l'énergie	

Chapitre 1

Introduction

1.1 Demandes

Le 7 janvier 2005, Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) a présenté une demande en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi) et des *Lignes directrices relatives aux règlements négociés sur le transport, les droits et les tarifs* (Lignes directrices) publiées par l'Office en vue de faire approuver la mise en application d'un rajustement imprévu (RI), suivant l'article 7.1(A)(i) des Principes d'entente du Règlement avec droits incitatifs visant la période de 2000-2004 (RDI 2000), ou de tout mécanisme équivalent ou supplément que pourrait prévoir une nouvelle entente portant sur les droits pipeliniers (RI Spearhead).

Le RI Spearhead proposé avait pour but de contribuer au soutien financier d'une initiative qui consistait à étendre le service de transport jusqu'à la région de Cushing, en Oklahoma (figure 1-1). Plus précisément, Enbridge a sollicité l'approbation d'un RI afin de collecter un montant de 10 M$ (US) par année, durant cinq ans, auprès des expéditeurs utilisant sa canalisation principale canadienne, lequel montant serait transféré au titre du projet d'inversion de Spearhead.

La proposition relative au RI Spearhead était le fruit d'un dialogue qu'Enbridge et l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) poursuivaient depuis plus d'un an. Enbridge a déclaré que l'initiative Spearhead, dont la date cible de mise en service est le 1er janvier 2006, procurerait des avantages à ses expéditeurs dès 2006, et pendant de nombreuses années par la suite.

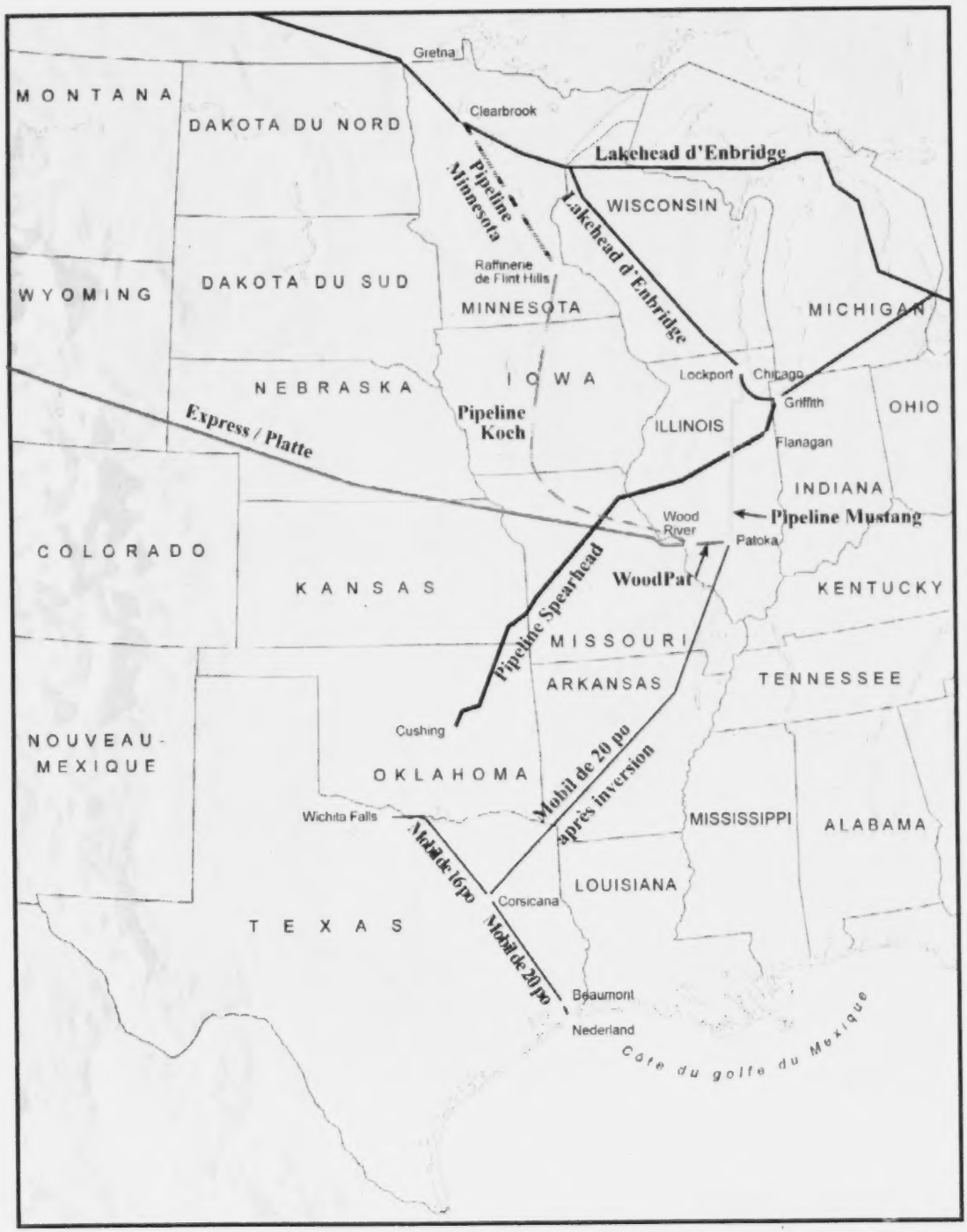
Après le dépôt de la demande d'Enbridge, Flint Hills Resources (Flint Hills) a avisé l'Office, dans une lettre datée du 14 janvier 2005, qu'elle avait l'intention de contester le règlement. Dans une lettre datée du 18 janvier 2005, Enbridge a prié l'Office de procéder à l'examen de la demande en conformité avec les dispositions des Lignes directrices concernant les règlements contestés.

Le 21 janvier 2005, l'Office a publié une lettre établissant une démarche pour l'examen de la demande au cours d'une audience orale qui devait commencer le 29 mars 2005.

Le 8 février 2005, Enbridge a déposé une autre demande, en vertu de la partie IV de la Loi et des Lignes directrices, pour solliciter une ordonnance autorisant la mise en application proposée d'un deuxième RI, conformément à l'article 7.1(A)(i) du RDI 2000, ou de tout mécanisme équivalent ou supplément que pourrait prévoir une nouvelle entente éventuellement conclue entre Enbridge et l'ACPP au chapitre des droits de transport du pétrole brut (RI pour l'inversion du pipeline de 20 po). Tel que proposé, le RI pour l'inversion du pipeline de 20 po avait pour but d'apporter un soutien financier à une initiative qui consistait à étendre le service de transport jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique (figure 1-1). Plus précisément, Enbridge sollicitait l'approbation d'un RI afin de collecter un montant de 10 M$ (US) par année, pendant cinq ans, auprès des

Figure 1-1
Carte des réseaux après inversion du pipeline Spearhead et du pipeline de 20 po de Mobil

Figure 1-1
Carte des réseaux après inversion du pipeline Spearhead et du pipeline de 20 po de Mobil



expéditeurs utilisant sa canalisation principale canadienne, lequel montant serait transféré à Mobil. La date cible de mise en service est le dernier trimestre de 2005, sous réserve que le soutien financier proposé soit approuvé par l'ONÉ d'ici avril 2005.

Enbridge a indiqué dans sa demande qu'elle s'attendait à ce que Flint Hills intervienne dans le dossier.

Le 17 février 2005, l'Office a diffusé une lettre dans laquelle il informait les parties de son intention d'examiner simultanément la demande relative au RI pour l'inversion du pipeline de 20 po et celle concernant le RI Spearhead dans le cadre d'une même audience orale qui débuterait le 7 avril 2005.

1.2 Contexte

La canalisation principale canadienne d'Enbridge s'étend d'Edmonton (Alberta) à un point sur la frontière canado-américaine, situé près de Gretna (Manitoba); à partir de cet endroit, la canalisation se raccorde au réseau pipelinier Lakehead pour fournir un service de transport ininterrompu jusqu'à des marchés aux États-Unis (figure 1-1). Le réseau Lakehead est la propriété d'une filiale d'Enbridge, Enbridge Energy Limited Partnership.

Enbridge a produit une preuve indiquant que la production in situ de bitume et de pétrole synthétique à partir des sables bitumineux de l'Ouest canadien pourrait doubler d'ici l'année 2015, l'augmentation étant de l'ordre de 1 million de barils par jour (b/j) (158 730 m^3/j) par rapport aux niveaux de production actuels. En prévision de cette hausse importante de la production à partir des sables bitumineux et de la nécessité qu'elle crée d'ouvrir l'accès à de nouveaux marchés, Enbridge propose d'étendre son service jusqu'au PADD II méridional et au PADD III.

En septembre 2003, Enbridge a acquis une participation de 90 % dans CCPS Transportation, L.L.C. (CCPS), qui est propriétaire de l'actif pipelinier de CCPS. Étant en grande partie inutilisé à l'heure actuelle, le réseau pipelinier CCPS servait auparavant à transporter le pétrole brut vers le nord, de Cushing (Oklahoma) à Chicago (Illinois). Enbridge a acquis cette participation dans CCPS dans l'intention d'investir les capitaux nécessaires pour réaffecter l'actif pipelinier de CCPS à la prestation d'un nouveau service de transport allant du nord au sud, soit de la région de Chicago au carrefour de marché à Cushing, de sorte que le brut canadien puisse atteindre ce carrefour via une canalisation principale, chemin plus direct et plus efficient que celui qui est disponible actuellement. Le pipeline ainsi reconfiguré, qui serait connu sous le nom de pipeline Spearhead, fournirait au pétrole brut canadien une voie d'accès aux marchés du PADD II méridional (figure 1-1). Enbridge dispose également de l'option d'acquérir la participation restante de 10 % dans CCPS de son détenteur actuel, BP Pipelines (North America) Inc. (BP).

Enbridge a indiqué que, dans un premier temps, les arrivages venant du réseau Lakehead seraient reçus par le pipeline Spearhead à Griffith (Indiana) et seraient transportés par ce dernier jusqu'à l'entrée du terminal d'Enbridge Pipelines (Ozark) L.L.C., à Cushing (Oklahoma).

Selon les estimations, le pipeline Spearhead aurait une capacité initiale de 125 000 b/j (19 840 m^3/j), en supposant une combinaison 50/50 de brut léger et de brut lourd, capacité qui

pourrait être portée à 40 000 b/j (6 350 m^3/j) grâce à l'ajout d'installations de pompage. Enbridge prévoyait que tout le pétrole brut acheminé par le pipeline Spearhead serait produit dans l'Ouest canadien, bien qu'il était possible qu'une certaine quantité de pétrole brut américain ou étranger y transite également.

Enbridge évalue à 41,6 M$ (US) l'investissement de capitaux requis pour inverser le sens de l'écoulement du pipeline CCPS. Elle a indiqué que des droits établis suivant la formule traditionnelle du coût de service, conformément à la méthodologie appliquée par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis, atteindraient 1,99 $US/baril (12,54 $US/$m^3$). Enbridge a affirmé que les producteurs canadiens potentiels lui avaient clairement indiqué lors de ses discussions avec eux que des droits aussi élevés n'attireraient pas de clients sur le pipeline Spearhead.

Les expéditeurs ont manifesté leur appui pour le pipeline Spearhead au cours d'un appel de soumissions qui s'est terminé le 26 novembre 2004. La FERC avait autorisé Enbridge à appliquer le barème de droits suivant :

- 0,85 $US/baril (5,35 $US/$m^3$) pour un engagement d'expédier de 5 000 b/j (795 m^3/j) à 9 999 b/j (1 589 m^3/j) pendant 10 ans;
- 0,75 $US/baril (4,72 $US/$m^3$) pour un engagement d'expédier 10 000 b/j (1 590 m^3/j) ou plus pendant 10 ans;
- 1,50 $US/baril (9,44 $US/$m^3$) pour l'expédition de volumes sans engagement préalable.

Enbridge a indiqué dans sa demande que, si le projet d'inversion de Spearhead n'attirait pas de volumes supplémentaires sur sa canalisation principale, elle prévoyait que l'impact maximal sur les droits serait d'environ 0,022 $/baril (0,14 $/$m^3$). Par ailleurs, si le projet amenait des volumes additionnels de 45 000 b/j (7 154 m^3/j) sur le réseau d'Enbridge, elle s'attendait à ce que le RI Spearhead ait un effet négligeable ou nul sur les droits facturés aux expéditeurs. Selon Enbridge, un apport de volumes supérieur à 45 000 b/j (7 154 m^3/j) entraînerait une réduction des droits[1].

MPLCO est actuellement propriétaire d'un pipeline inutilisé de 20 po, qui a toujours été employé pour acheminer le pétrole brut vers le nord, soit de Corsicana (Texas) à Patoka (Illinois). Le pipeline de 20 po de MPLCO fournit un service de transport du sud au nord, depuis la région de Nederland/Beaumont à Corsicana (figure 1-1). Réagissant aux demandes des producteurs canadiens qui désiraient un meilleur accès à d'autres marchés, et forte de l'appui des expéditeurs qui s'étaient engagés à expédier plus de 50 000 b/j (7 949 m^3/j) de Patoka à la côte américaine du golfe du Mexique, MPLCO a annoncé son projet de remettre en service le tronçon de pipeline entre Patoka et Corsicana, et d'inverser le sens de l'écoulement de tout le réseau de 20 po afin d'acheminer le pétrole brut jusqu'à la côte du golfe du Mexique; ce projet serait réalisé à la condition que l'ONÉ approuve le RI pour l'inversion du pipeline de 20 po proposé par Enbridge.

Une fois inversé, le pipeline MPLCO de 20 po pourrait recevoir du brut canadien à Patoka (Illinois) qui lui serait amené par le pipeline WoodPat de Marathon Ashland LLP (WoodPat) et

---

1 Le droit autorisé actuellement pour le transport de pétrole brut lourd d'Edmonton (Alberta) à Gretna (Manitoba), y compris les frais d'utilisation des installations de terminal et de stockage en réservoir, se chiffre à environ 1,40 $/baril (8,823 $/$m^3$).

le pipeline de Mustang Pipe Line Partners (Mustang). Le pipeline Mustang reçoit le brut du réseau Lakehead à Lockport (Illinois) et le livre à des transporteurs de liaison à Patoka. Le pétrole brut canadien transporté via la canalisation principale canadienne d'Enbridge et le réseau Lakehead serait amené au pipeline MPLCO de 20 po à Patoka au moyen du pipeline Mustang (figure 1-1). À partir de Patoka, le pipeline MPLCO inversé acheminerait les volumes de brut de l'Ouest canadien aux marchés de la région de Nederland/Beaumont du PADD III, sur la côte de la Louisiane en bordure du golfe du Mexique, en passant par la station de Corsicana au Texas. À Corsicana, les volumes transportés pourraient aussi être dirigés vers la station de Ringgold (Texas) et vers Wichita Falls (Texas) au moyen d'un pipeline existant de 16 po dont MPLCO est propriétaire.

Le coût en capital associé à l'inversion du pipeline MPLCO de 20 po est évalué à environ 22,5 M$ (US). MPLCO a indiqué que les droits exigés sur le pipeline inversé de 20 po atteindraient 1,10 $US/baril (6,92 $US/$m^3$) s'ils étaient calculés suivant la formule traditionnelle du coût de service, et que les expéditeurs et producteurs canadiens potentiels ont clairement fait savoir que des droits de ce niveau n'attireraient pas de clients. Les membres de l'ACPP ont convenu qu'il serait souhaitable d'accorder un soutien financier au projet au cours de la phase de démarrage de cinq ans, sous la forme de la proposition de RI pour l'inversion du pipeline de 20 po, afin de garantir que le projet se déroule dans de bons délais et que les expéditeurs de pétrole brut canadien disposent, dans la mesure et au moment où ils en ont besoin, de la capacité et des moyens nécessaires pour accéder aux marchés du PADD III sur la côte américaine du golfe du Mexique.

Enbridge a indiqué que si le projet d'inversion du pipeline de 20 po n'attirait pas de volumes supplémentaires sur sa canalisation principale, l'impact maximal sur les droits se chiffrerait à environ 0,022 $/baril (0,14 $/$m^3$) et que, s'il amenait des volumes additionnels de 45 000 b/j (7 154 m^3/j) sur le réseau d'Enbridge, l'effet du RI pour l'inversion du pipeline de 20 po sur les droits facturés aux expéditeurs serait vraisemblablement négligeable ou nul. D'après Enbridge, un apport de volumes supérieur à 45 000 b/j (7 154 m^3/j) entraînerait une réduction des droits.

Enbridge a précisé que, dans le cas des deux demandes, les fonds collectés à même les droits seraient calculés en dollars canadiens et soumis à un redressement, en fonction du taux de change et des écarts de volumes. En ce qui concerne le RI pour l'inversion du pipeline de 20 po, les montants recouvrés à même les droits comprendraient les frais indirects engagés par Enbridge, y compris les frais associés aux dépôts et aux instances réglementaires.

Enbridge a soutenu que les deux projets d'inversion procureraient des avantages aux expéditeurs canadiens dès leur date de mise en service et pendant un grand nombre d'années par après. L'ACPP appuie les deux propositions.

Sommaire des demandes

	Projet d'inversion de Spearhead	**Projet d'inversion du pipeline de 20 po**
propriété	Enbridge (90 %) BP (10 %)	Mobil
parcours	Chicago (Illinois) à Cushing (Oklahoma)	Patoka (Illinois) à la côte du golfe du Mexique
capacité	volume de 125 000 b/j (19 873 m^3/j) pouvant être porté à 165 000 b/j (25 400 m^3/j)	65 000 b/j (10 334 m^3/j)
longueur	650 milles (1 050 kilomètres)	850 milles (1 360 kilomètres)
date cible de mise en service	1er janvier 2006	dernier trimestre de 2005
marchés atteints	raffineries de la région de Cushing (Oklahoma), dans le PADD II méridional	côte du golfe du Mexique dans le PADD III
capacité de raffinage dans les nouveaux marchés	800 000 b/j (127 186 m^3/j)	plus de 6 millions de b/j (953 895 m^3/j)
coût	41,6 M$ (US)	22,5 M$ (US)
droit pipelinier prévu par le demandeur en l'absence d'aide financière	1,99 $US/baril (12,52 $US/$m^3$)	1,10 $US/baril (6,92 $US/$m^3$)
droit pipelinier proposé	0,85 $US/baril (12,52 $US/$m^3$) pour un engagement de 5 000 b/j (795 m^3/j) à 9 999 b/j (1 589 m^3/j) pendant 10 ans 0,75 $US/baril (4,72 $US/$m^3$) pour un engagement de 10 000 b/j (1 590 m^3/j) ou plus pendant 10 ans 1,50 $US/baril (9,44 $US/$m^3$) pour des volumes expédiés sans engagement préalable	0,565 $US/baril (3,55 $US/$m^3$) pour un engagement de 50 000 b/j (7 949 m^3/j) à 54 999 b/j (8 744 m^3/j) pendant 5 ans 0,555 $US/baril (3,49 $US/$m^3$) pour un engagement de 55 000 b/j (8 744 m^3/j) à 59 000 b/j (9 380 m^3/j) pendant 5 ans 1,10 $US/baril (6,92 $US/$m^3$) pour des volumes expédiés sans engagement préalable
rajustement imprévu sollicité	10 M$ (US) par année pendant 5 ans	10 M$ (US) par année pendant 5 ans, en plus des frais indirects engagés par Enbridge
effet sur les droits de la canalisation principale canadienne	0,022/baril (0,14 $/$m^3$) effet négligeable ou nul avec l'apport de volumes additionnels de 45 000 b/j (7 154 m^3/j) ou plus	0,022 $/baril (0,14 $/$m^3$) effet négligeable ou nul avec l'apport de volumes additionnels de 45 000 b/j (7 154 m^3/j) ou plus

Source : demandes d'Enbridge

Chapitre 2

Arguments

2.1 Enbridge

Enbridge a souligné qu'il s'agissait d'une opportunité d'ouvrir deux nouveaux marchés au pétrole brut canadien : la région de Cushing (Oklahoma), dont les raffineries traitent plus de 800 000 b/j (127 186 m³/j) de pétrole brut, et la région de la côte américaine du golfe du Mexique, où l'on trouve une capacité de raffinage de plus de 6 millions de b/j (953 895 m³/j). L'accès à ces marchés procurerait des avantages aux expéditeurs qui utilisent le réseau d'Enbridge ainsi qu'aux producteurs de l'Ouest canadien. Enbridge a souligné que, faute d'agir d'une manière opportune, ces occasions seraient ratées.

Enbridge prévoit qu'il y aura une hausse considérable de la production de pétrole à partir des sables bitumineux au cours des cinq à sept prochaines années et qu'il faudra ouvrir l'accès à de nouveaux marchés pour soutenir cette croissance de la production. Elle a fait valoir qu'à titre de preneurs de prix sur un marché de produits concurrentiel, les producteurs voient l'impact du coût du transport par pipeline et de l'accès limité aux marchés dans les rentrées nettes qu'ils obtiennent. Enbridge a confirmé qu'il existe une capacité suffisante sur son réseau pour absorber les éventuels volumes amenés par les projets d'inversion de Spearhead et du pipeline de 20 po. Elle a souligné, toutefois, que les producteurs se heurtent actuellement à des contraintes liées à l'accès aux marchés qui les obligent à accepter un prix pour le pétrole brut lourd canadien bien en deçà de celui auquel ils pourraient s'attendre. Enbridge prévoyait qu'ouvrir l'accès à de nouveaux marchés entraînerait une hausse de la demande chez les raffineurs. Ceci aurait un effet modérateur sur les écarts de prix entre le pétrole brut canadien lourd et léger, et se traduirait par de meilleurs rentrées nettes pour les producteurs canadiens.

Enbridge a soutenu que les projets d'inversion de Spearhead et du pipeline de 20 po rallient tous les deux l'appui d'un grand nombre d'intervenants. Les expéditeurs intéressés par les deux projets ont manifesté leur appui et leur volonté d'assumer une part du risque en s'engageant à expédier sur une base obligatoire un volume de 60 000 b/j (9 539 m³/j) pendant dix ans sur le pipeline Spearhead, et un volume de 50 000 b/j (7 949 m³/j) pendant cinq ans sur le pipeline inversé de 20 po. Enbridge a aussi souligné que les propriétaires des pipelines en question assument également un risque en misant sur le fait que les volumes transportés seront suffisants pour rendre leurs réseaux rentables au bout de la période de cinq ans que s'appliqueraient les RI proposés. Enbridge a argué que tous ses expéditeurs, sauf un, appuient les demandes de RI ou ne s'y opposent pas, et que l'ACPP s'est engagée à donner son appui aux deux demandes. Enbridge a souligné que, en fin de compte, ce sont les producteurs qui assument le coût du transport par le réseau d'Enbridge.

Enbridge a souligné que les membres de l'ACPP comptent pour 83 % des volumes expédiés sur son réseau et que les expéditeurs non-membres de l'ACPP, qui représentent les 17 % de volumes restants, n'ont pas contesté les demandes relatives aux RI. Elle a indiqué que Flint Hills, le seul

expéditeur à s'être opposé aux demandes, avait eu l'occasion de plaider sa cause pendant la présente instance, mais n'avait déposé aucune preuve montrant les inconvénients inhérents à l'approche proposée ou les effets négatifs qu'elle pourrait avoir dans son cas. Enbridge se demandait si, dans la mesure où les initiatives d'amélioration de l'accès aux marchés portaient fruit et qu'il en découlait une restructuration du marché du pétrole brut canadien, Flint Hills n'aurait pas à payer des prix plus élevés pour le pétrole brut de l'Ouest canadien qu'elle utilise comme charge d'alimentation dans sa raffinerie. Selon Enbridge, l'intérêt public canadien l'emporte de loin sur l'intérêt personnel d'un seul expéditeur. De plus, Enbridge a souligné que la preuve indiquait que tous les expéditeurs, y compris Flint Hills, tireraient parti de l'approbation des demandes en raison de la possibilité d'un apport continu de volumes supplémentaires sur le réseau d'Enbridge, de l'amélioration de l'accès aux marchés et de la souplesse accrue obtenue au chapitre de la gestion des volumes acheminés par le réseau.

Enbridge a soutenu que si l'accès au PADD II méridional amenait 45 000 b/j (7 154 m^3/j) ou plus en volumes additionnels dans son réseau, l'incidence du projet sur les droits payés par les expéditeurs utilisant le réseau serait négligeable ou nulle; par ailleurs, s'il en résultait un ajout de plus de 45 000 b/j (7 154 m^3/j) dans le réseau, les droits pipeliniers s'en trouveraient réduits. Si l'accès au nouveau marché n'attirait pas de volumes supplémentaires dans le réseau, l'effet maximal sur les droits, selon les prévisions, serait une augmentation d'environ 0,022 $/baril (0,14 $/$m^3$). Enbridge a calculé que le projet d'inversion du pipeline de 20 po aurait essentiellement la même incidence sur le plan des droits. Bien qu'elle ne pouvait prévoir quel serait l'ajout réel de volumes découlant des initiatives d'amélioration de l'accès aux marchés, elle estimait que les deux propositions avaient le potentiel d'attirer des volumes additionnels dans son réseau.

De l'avis d'Enbridge, le soutien financier proposé ne constitue pas un subside puisque les payeurs de droits retireraient des avantages et une certaine valeur de la mise en application des RI. Elle a souligné que les expéditeurs représentant 90 % des volumes transportés par le réseau appuient le recours aux RI proposés, ou ne s'y opposent pas, ce qui dénote qu'ils s'attendent à retirer de l'accès à de nouveaux marchés un avantage égal ou supérieur à l'impact maximal sur les droits que pourrait avoir la mise en application des RI. Enbridge a laissé entendre que les RI proposés ne constituent pas plus un subside que les rabais sur les droits auxquels d'autres sociétés d'oléoducs canadiennes ont recours pour inciter des expéditeurs qui disposent de diverses options de transport à leur confier de plus gros volumes à transporter.

Enbridge a argué que les paiements de soutien financier ne représenteraient pas un accès non économique au marché, mais serviraient plutôt à lever un obstacle économique à l'accès d'un marché. De même, elle a indiqué que les paiements proposés ne constitueraient pas une menace à la concurrence dans l'industrie pipelinière, soulignant que, dans le contexte actuel, les grands projets ne peuvent voir le jour sans l'appui des producteurs, expéditeurs et raffineurs. Enbridge a conclu en affirmant que le fait de permettre à une société pipelinière d'offrir des droits incitatifs pour attirer des volumes dans son réseau tout en empêchant un réseau concurrent de se prévaloir d'un mécanisme de tarification adapté aux conditions du marché, constituerait une menace à la concurrence.

Enbridge a soutenu que la Loi sur l'ONÉ n'interdit pas d'inclure dans les droits les coûts qu'une société pipelinière engage au profit de ses expéditeurs et du public. Elle a déclaré que

l'approbation des demandes de RI donnerait lieu à des droits qui sont justes et raisonnables, qui n'entraînent aucune distinction injuste et qui sont conformes à l'intérêt public. Enbridge a noté que la Loi sur l'ONÉ ne fournit pas de critères précis ou de définition de ce qui constitue des droits justes et raisonnables, et qu'il n'est pas nécessaire d'utiliser un coût de service repère pour évaluer si des droits sont justes ou raisonnables. Elle a ajouté que l'Office peut autoriser le recouvrement auprès des expéditeurs, par le biais des droits, d'un très large éventail de coûts ou de frais ainsi qu'approuver la prise de mesures associées à la fonction du transport par pipeline qui ne servent ni ne touchent directement cette fonction de transport. D'après Enbridge, ce qui importe, c'est que les frais imposés ou les mesures prises se rapportent à la prestation du service ou visent à fournir des avantages aux expéditeurs sur le plan du service.

Enbridge a laissé entendre que l'accès aux marchés est une facette essentielle du service offert aux expéditeurs qui se prévalent de son réseau et que faute de cet accès aux marchés, la fonction de transport peut s'avérer de peu d'utilité, sinon d'aucune, pour les expéditeurs. Elle a indiqué que les décisions antérieures rendues par l'Office laissent entrevoir que l'accès aux marchés, en particulier aux marchés américains, est indissociable du service offert par Enbridge.

Enbridge a aussi souligné que l'Office, par le passé, avait approuvé des droits basés sur des principes de tarification incitative et que les RI proposés sont tout à fait conformes à ces principes car ils traduisent la convergence des intérêts de la société pipelinière et de ses expéditeurs pour ce qui est de trouver le moyen le plus expédient et le plus efficient de permettre au pétrole brut de l'Ouest canadien d'atteindre les marchés de Cushing et de la côte américaine du golfe du Mexique. Enbridge a soutenu qu'il est important d'évaluer si les droits sont justes et raisonnables dans une perspective globale parce que l'équité – et le caractère équitable d'une proposition tarifaire – sont perçus de différentes façons par différents payeurs de droits. À son avis, si les avantages globaux associés au droit proposé l'emportent sur les inconvénients potentiels soulevés par un seul expéditeur, il est possible de conclure que le droit proposé est juste et raisonnable. Sous ce rapport, Enbridge a fait remarquer qu'il n'est pas nécessaire qu'un règlement négocié rallie un appui unanime et que l'Office a établi des modalités pour l'examen de règlements contestés.

Enbridge a argué que le recours proposé à des RI pour appuyer les projets d'inversion de Spearhead et du pipeline de 20 po est une mesure qui est conforme à l'intérêt public parce qu'elle soutient l'utilisation efficace et efficiente de l'infrastructure en place autant pour diversifier les débouchés qui s'offrent aux expéditeurs d'Enbridge que pour permettre aux producteurs de l'Ouest canadien d'optimiser la valeur qu'ils obtiennent en échange de leurs produits. Enbridge a laissé entendre que, dans la perspective globale de l'intérêt public, la privation de l'accès à un nouveau marché pourrait avoir pour conséquence possible une diminution des approvisionnements futurs.

Enbridge a pris bonne note de la requête de Terasen voulant que l'approbation des demandes de RI soit de portée limitée de sorte qu'elle ne puisse être invoquée comme précédent dans le cadre de décisions ultérieures. À ce sujet, il est mentionné qu'Enbridge n'envisage pas de faire d'autres demandes de RI dans l'immédiat et que l'Office évaluerait de futures demandes du genre en fonction de leur bien-fondé et des circonstances pertinentes.

Enbridge a insisté sur les importants avantages potentiels que l'accès aux marchés de Cushing et de la côte américaine du golfe du Mexique pourrait procurer, et a rappelé que les deux initiatives font usage des éléments d'actif en place, au lieu d'exiger la construction de nouvelles installations. Elle a souligné que les initiatives avaient été conçues de concert avec les parties prenantes et que le montant des frais à percevoir par le truchement des RI est raisonnable compte tenu que les avantages connexes l'emporteront fort vraisemblablement sur les coûts. Enbridge a indiqué qu'elle manquerait de prudence si elle négligeait de prendre des mesures pour favoriser un accès en temps opportun à de nouveaux marchés afin de saisir la possibilité d'attirer des volumes supplémentaires sur son réseau, dans l'intérêt des expéditeurs, et d'offrir aux producteurs canadiens la possibilité d'optimiser la valeur obtenue en échange de leurs produits.

Enbridge a argué que le recours proposé au mécanisme des RI pour soutenir financièrement les projets d'inversion de Spearhead et du pipeline de 20 po était approprié. Elle a prétendu que les RI proposés constituent un moyen efficace, efficient, familier et transparent de faciliter un préinvestissement opportun pour saisir des occasions commerciales qui seraient autrement perdues. Enbridge a souligné également qu'aucune des parties n'avait proposé une solution de rechange précise à l'utilisation de RI.

Enbridge a souligné que l'approche des RI supposerait une répartition des coûts entre les cinq catégories de service offertes sur le réseau d'Enbridge, suivant la conception des droits que l'Office avait approuvée pour le réseau.

Enbridge a indiqué qu'elle met la dernière main à un nouveau règlement avec droits incitatifs (RDI), en collaboration avec l'ACPP, et elle a demandé que l'Office présume, pour les besoins des présentes demandes, qu'un nouveau RDI sera adopté sous peu et qu'il contiendra une clause équivalente concernant les RI. Dans l'éventualité où le nouveau RDI ne renfermerait pas une clause de RI, Enbridge a prié l'Office d'approuver le principe selon lequel le recouvrement des coûts des initiatives d'amélioration de l'accès aux marchés serait effectué par le truchement d'un supplément ajouté aux droits perçus, sous réserve qu'Enbridge demande et obtienne l'approbation de l'Office à l'égard du mécanisme particulier qui serait employé.

Enbridge a souligné qu'elle-même et Mobil doivent prendre des décisions au sujet de l'avenir des projets d'inversion de Spearhead et du pipeline de 20 po au plus tard à la mi-mai. Elle a donc prié l'Office d'envisager la possibilité de rendre sa décision sans tarder et d'en publier les motifs plus tard.

2.2 ACPP

Selon l'ACPP, il est nécessaire de recourir aux RI pour tirer parti de la croissance prévue de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien, ce qui suppose l'accès à de nouveaux marchés. Elle a souligné que la production de pétrole brut dans l'Ouest du Canada s'est accrue de plus de 200 000 b/j (31 797 m^3/j) au cours des deux dernières années et que cette production supplémentaire consiste essentiellement en du pétrole lourd extrait des sables bitumineux. L'ACPP estimait que l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien pourrait augmenter de 1 million de b/j (158 983 m^3/j) d'ici 2015, par comparaison à 2004.

L'accès à de nouvelles sources de demande est nécessaire pour absorber cet accroissement de l'approvisionnement. Le Midwest américain constitue le principal marché du pétrole brut lourd de l'Ouest canadien, mais ce marché est pratiquement saturé. L'ACPP a souligné que la croissance de la demande de pétrole brut dans les marchés traditionnellement approvisionnés par les producteurs de l'Ouest canadien a été faible, voire nulle, et que cette situation va sans doute durer. Elle a laissé entendre que, pour ce qui concerne le pétrole brut lourd, la réalité du marché veut que les producteurs aillent sur des marchés plus en aval que Chicago pour écouler leurs produits.

L'ACPP a souligné que lorsque la croissance de la demande ne suit pas la croissance de l'offre, il en résulte un excédent d'approvisionnement sur les marchés et des pressions à la baisse sur les prix, alors même que les acheteurs et les vendeurs rajustent les prix afin de rétablir l'équilibre du marché. Il faut l'accès à de nouveaux débouchés pour supprimer la distorsion du marché et permettre que les prix soient fixés par le jeu de l'offre et de la demande dans un marché sans contraintes. L'ACPP a argué que l'accès à de nouveaux marchés est une question immédiate et pressante, car il y a actuellement une capacité de production de brut canadien inutilisée.

Selon l'ACPP, la réalisation des projets d'inversion de Spearhead et du pipeline de 20 po contribuerait à atténuer les contraintes de marché actuelles en élargissant l'accès aux marchés et en favorisant une éventuelle demande supplémentaire pour soutenir un accroissement de la production et de l'offre de la part de l'Ouest canadien.

L'ACPP a soutenu que les contraintes du point de vue de l'accès aux marchés exercent déjà une pression à la baisse sur les prix du pétrole brut lourd et creusent l'écart de prix léger/lourd. Elle a noté que de gros écarts léger/lourd rognent les rentrées nettes des producteurs de pétrole lourd, au point où les projets d'extraction de pétrole lourd des sables bitumineux pourraient ne plus être rentables à réaliser.

Dans sa plaidoirie, l'ACPP a déclaré que l'engagement proposé d'Enbridge d'apporter un soutien financier aux deux projets d'inversion ne constituerait par un subside entraînant une distorsion du marché. Selon l'ACPP, c'est une question d'affecter des coûts en rapport avec des avantages et, en l'occurrence, les coûts seraient reliés aux avantages attendus. Elle a affirmé que, parce que tous les coûts seraient associés au transport et qu'ils seraient recouvrés par le biais des droits, il n'en résulterait pas une distorsion du marché. L'ACPP a prétendu que, dans les faits, l'approbation des demandes permettrait plutôt d'éliminer les effets de distorsion causés par le manque d'accès au marché.

L'ACPP a indiqué qu'il y a un seuil minimum de volumes que les oléoducs doivent transporter pour fonctionner et pour préserver l'intégrité des lots. Elle voyait dans les projets d'inversion, compte tenu des faibles seuils de volumes qu'ils exigent, un moyen de surmonter les obstacles économiques entravant l'accès à de nouveaux marchés.

L'ACPP a souligné, par ailleurs, qu'il y a aussi la question de l'acceptation par le marché de nouveaux approvisionnements en pétrole brut et qu'il faut un certain temps pour percer sur un marché. À ses yeux, les projets d'inversion seraient une occasion pour les nouveaux marchés de s'habituer, petit à petit, à accepter des volumes de pétrole brut canadien. Par ailleurs, selon elle, les projets d'inversion offriraient aux producteurs l'avantage stratégique de pouvoir pénétrer un

nouveau marché moyennant un investissement assez modeste, par opposition à celui, beaucoup plus considérable, qu'exigerait la construction d'un nouveau pipeline, compte tenu des économies d'échelle nécessaires.

L'ACPP était en désaccord avec Flint Hills, qui avait laissé entendre que les contrats de transport aval liés aux projets d'inversion devraient être étayés par des contrats de transport correspondants sur le réseau d'Enbridge. Elle a soutenu qu'Enbridge est un transporteur public et que la signature de contrats de transport amont correspondants ajouterait au coût des engagements pris relativement au projet d'inversion du pipeline de 20 po, et heurterait le principe d'un marché de concurrence.

Selon l'ACPP, les demandes d'Enbridge devraient être centrées sur le recouvrement des coûts par la canalisation principale canadienne, en rapport avec les avantages procurés à cette dernière. Elle a reconnu que les producteurs tireraient profit des projets d'inversion et a argué que tous les expéditeurs se prévalant du réseau d'Enbridge profiteraient des augmentations de débit et des réductions de droits qui sont susceptibles d'en découler. Enbridge aurait la possibilité d'employer sa capacité inutilisée tandis que l'ouverture de nouveaux marchés donnerait plus de flexibilité aux expéditeurs utilisant son réseau. À long terme, l'accroissement des approvisionnements ferait des gagnants sur toute la ligne puisque la société pipelinière, les producteurs et le marché tireraient tous avantage d'une plus grande disponibilité d'approvisionnements.

L'ACPP jugeait qu'il était approprié de se prévaloir du mécanisme des RI. Elle a argué que l'objet de la clause relative aux RI était de fournir un mécanisme convenu, axé sur le coût de service, pour traiter de façon expéditive des dépenses nécessaires qui peuvent surgir pendant l'application du règlement incitatif pluriannuel, mais qui n'entrent pas dans l'enveloppe de coûts convenue.

L'ACPP a remis en question la pertinence d'explorer d'autres solutions que les modalités de soutien financier proposées. Elle a affirmé que le recours proposé aux RI cadre avec les buts de la législation et respecte les critères admis de recouvrement des coûts. Elle a ajouté que le besoin d'avoir accès à de nouveaux marchés se pose dans l'immédiat et que la raison d'être des RI est de fournir une méthode convenue, basée sur le coût du service, pour aborder des dépenses nécessaires non comprises dans l'enveloppe convenue du coût du service. Au chapitre des solutions de rechange, l'ACPP a soutenu qu'aucune autre solution possible ne se prête à une mise en oeuvre rapide et que tarder à donner suite aux demandes serait dommageable pour l'intérêt public et irait à l'encontre de celui-ci.

L'ACPP a déclaré qu'un transporteur public a l'obligation fondamentale d'assurer un service de transport et que, en contrepartie, il a le droit fondamental d'exiger une compensation raisonnable pour le service de transport fourni, même si les coûts connexes peuvent échoir à un tiers transporteur.

L'ACPP a indiqué que les coûts que supposent les demandes d'Enbridge sont des coûts reliés au transport par pipeline qui favorisent une meilleure alimentation de toute la chaîne de transport. Elle a laissé entendre que si l'exploitant d'un pipeline réglementé par l'ONÉ, agissant d'une manière prudente et raisonnable et dans l'intérêt de cette seule entreprise pipelinière

réglementée, est disposé à engager de tels coûts, ces derniers devraient être admissibles à être incorporés dans ses droits. En ce qui touche les coûts proposés, l'ACPP a prétendu qu'en raison du large éventail d'avantages et du niveau élevé d'appui accordé par les parties prenantes, il est justifié que les coûts soient répartis parmi les payeurs de droits d'Enbridge. Elle a argué que même si le projet se heurte à une certaine opposition, il n'est pas nécessaire que les avantages globaux pour le réseau se traduisent par des avantages correspondants au niveau de chaque utilisateur et payeur de droits, pourvu qu'il y ait un avantage global pour l'ensemble du réseau.

L'ACPP a souligné que vendre des produits à moins que leur juste valeur marchande n'a jamais servi l'intérêt public canadien et qu'il est dans l'intérêt public de supprimer les contraintes associées au transport du pétrole brut. Elle a fait valoir que le partage des coûts entre les deux sociétés pipelinières afin d'améliorer l'utilisation de leur actif respectif, dans leur intérêt commun, va dans le sens de l'intérêt public. L'ACPP voit dans les présentes demandes l'exemple d'un cas où la collaboration entre deux administrations peut favoriser l'intérêt public. Elle a argué que dans la mesure où de nouvelles installations seraient avantageuses pour toute la chaîne de transport, on ne devrait pas empêcher que d'autres composantes du réseau participent aux coûts et il serait raisonnable que ces coûts soient recouvrés auprès des clients.

L'ACPP a soutenu que l'Office, dans des décisions antérieures, avait insisté sur l'importance de faciliter le jeu des forces du marché et avait privilégié la collaboration entres les pipelinières et l'industrie pour concevoir des solutions adaptées aux besoins du marché. Elle a affirmé que les demandes actuelles sont un exemple de collaboration des pipelinières entre elles et des pipelinières avec l'industrie, dont découlent des avantages pour tout le marché.

Pour ce qui concerne la crainte, exprimée par Terasen, que l'approbation des demandes d'Enbridge crée un précédent pour autoriser l'intégration dans les droits du coût de futurs agrandissements pipeliniers, l'ACPP a fait remarquer qu'il existe déjà un grand nombre de précédents à cet égard.

L'ACPP a demandé que les décisions concernant les demandes d'Enbridge soient rendues dans les plus brefs délais possibles.

2.3 Mobil Pipe Line Company

Mobil a argué que les projets d'inversion feraient des gagnants sur toute la ligne, profitant autant aux producteurs qu'aux sociétés pipelinières et aux marchés, qui disposeraient d'une nouvelle source d'approvisionnement en pétrole brut. Mobil a laissé entendre que la valeur des deux projets se voit dans l'appui qu'ils ont suscité, notant que seulement un expéditeur, Flint Hills, s'oppose à ce qu'Enbridge recouvre une aide financière au titre des projets par le biais de ses droits pipeliniers. Mobil a affirmé que l'appui considérable accordé aux demandes constitue une des meilleures indications du fait que chacun des deux projets comporterait des avantages qui l'emportent sur l'augmentation de droits maximale d'environ deux cents le baril qu'il pourrait entraîner.

Mobil croit que la plupart, sinon la totalité, des volumes qui seraient acheminés par son pipeline de 20 po proviendraient de la canalisation principale d'Enbridge. Elle a souligné que le réseau d'Express est essentiellement rempli à capacité et que les volumes qu'il transporte sont destinés à

un marché établi. Elle a indiqué que le réseau d'Enbridge a une capacité libre qui pourrait servir à alimenter les deux projets d'inversion et que le pipeline Mustang serait en mesure de prendre en charge tous les volumes qui lui seraient offerts au cours des cinq années à venir.

Selon Mobil, l'engagement de contribuer un soutien de 10 M$ (US) par année pendant cinq ans, tel que le propose Enbridge, se traduirait par une augmentation maximale de droits d'environ deux cents le baril sur la canalisation principale d'Enbridge. Cette hausse maximale, a-t-elle indiqué, reposait sur l'hypothèse que le projet d'inversion du pipeline de 20 po n'attirerait pas de volumes supplémentaires sur la canalisation d'Enbridge. Mobil a fait observer que, dans la mesure où la canalisation principale d'Enbridge recevrait des volumes supplémentaires, l'augmentation serait inférieure à deux cents le baril.

Mobil a fait valoir que la question de savoir s'il convient d'autoriser Enbridge à recouvrer les coûts prévus à même ses droits est une question qui a trait aux droits pipeliniers et qui, par conséquent, ressortit directement à l'article 59 de la Loi sur l'ONÉ. À son avis, la question pertinente n'est pas de savoir si l'Office est habilité à approuver les coûts des projets, mais plutôt s'il convient d'autoriser que le soutien financier soit recouvré au moyen des droits d'Enbridge. Elle a indiqué que, si les demandes d'Enbridge étaient approuvées, les expéditeurs d'Enbridge, tout comme les producteurs de l'Ouest canadien, en retireraient des avantages immédiats et durables.

Mobil a fait valoir que, même si la valeur comptable nette de son pipeline est inférieure à 7 M$ (US), il s'agit d'un actif extrêmement précieux en raison de son emplacement sur le marché. Elle a indiqué que, si une décision était rendue avant le 15 mai 2005, cela permettrait d'exécuter les travaux de construction nécessaires en temps utile pour démarrer avant la fin de 2005. Mobil a fait valoir qu'il n'y avait aucune garantie, si la demande n'était pas approuvée dans de bons délais, que le pipeline ne changerait pas de mains et qu'il serait encore disponible pour transporter le pétrole brut canadien jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

2.4 Terasen

Terasen ne s'opposait pas à l'idée d'ouvrir de nouveaux marchés à la production de pétrole brut venant de l'Ouest canadien. Elle constatait l'importance que les projets d'inversion de Spearhead et du pipeline de 20 po revêtaient pour les producteurs et ne s'y opposait donc pas. Cependant, Terasen avait des inquiétudes au sujet de la proposition d'Enbridge de recouvrer le soutien financier accordé aux projets par le biais des droits pipeliniers.

Terasen reconnaissait que le fardeau que suppose l'extension de pipelines jusqu'à de nouveaux marchés peut retomber d'une manière disproportionnée sur les usagers initiaux. Les producteurs qui sont à l'avant-garde de la pénétration d'un nouveau marché peuvent avoir à absorber des coûts considérables ou à assumer de plus gros risques liés au transport sur de nouvelles installations pipelinières pendant que le marché se développe. Les producteurs qui viennent par la suite récoltent les avantages de la percée sur un nouveau marché sans partager tous les coûts ou les risques assumés par ceux qui ont fait les premiers pas pour exploiter ce marché.

Terasen a expliqué qu'elle se préoccupe moins des effets éventuels des propositions concernant le pipeline Spearhead ou le pipeline Mobil, que de l'impact d'une application plus large de

l'approche qu'Enbridge propose en l'occurrence. Elle a demandé que, si l'Office était disposé à agréer la proposition d'Enbridge dans la présente instance, cette décision ne serve pas de précédent pour le projet Gateway d'Enbridge ou dans le cadre d'autres instances à venir.

À titre de société pipelinière, Terasen s'inquiétait de l'effet qu'une application plus large de l'approche d'Enbridge face à ces perspectives de développement pourrait avoir sur de futurs projets pipeliniers. Elle a soutenu que le marché pour la construction de nouveaux pipelines ou l'amélioration de réseaux en place devient extrêmement concurrentiel et que différentes pipelinières mettent de l'avant diverses propositions pour accéder aux mêmes marchés. Terasen a souligné que, le réseau d'Enbridge étant beaucoup plus vaste que le sien, il jouirait d'un avantage concurrentiel considérable du fait qu'il pourrait absorber le versement de subsides à un coût moindre le baril. Elle a laissé entendre que si l'approche d'Enbridge devait servir de précédent pour des projets comme Gateway, Enbridge jouirait d'un gros avantage concurrentiel. Par conséquent, à ses yeux, l'enjeu débordait les projets d'inversion de Spearhead et du pipeline de 20 po.

2.5 Flint Hills

En plaidoirie finale, Flint Hills a affirmé qu'elle n'était pas contre le fait que les producteurs canadiens tentent de pénétrer de nouveaux marchés du pétrole brut, ni contre l'inversion du pipeline Spearhead et du pipeline Mobil de 20 po. Elle a déclaré que ce à quoi elle s'opposait était la collecte d'un soutien financier aux projets Spearhead et Mobil à même les droits exigés sur la canalisation principale canadienne d'Enbridge. Flint Hills a enjoint l'Office de rejeter les demandes et a laissé entendre que, si les avantages étaient à ce point considérables, les partisans des projets d'inversion pourraient concevoir des solutions de rechange pour avoir accès aux marchés de Cushing et de la côte du golfe du Mexique.

Flint Hills a soutenu que les avantages associés à la contribution d'un soutien financier aux projets d'inversion étaient soit faussement présentés soit exagérés. D'après elle, la prétention que le soutien financier accordé se traduirait par un accroissement du débit sur le réseau d'Enbridge et une diminution des droits était trompeuse. Flint Hills a souligné qu'Enbridge ne pouvait pas déclarer avec certitude quel apport de volumes supplémentaires pourrait résulter des initiatives proposées et qu'il était possible que les volumes destinés au pipeline Mobil soient en fait transportés par le réseau d'Express. Elle a argué, de plus, que même si les initiatives de soutien financier n'étaient pas approuvées, la capacité libre sur le réseau d'Enbridge serait quand même utilisée en raison de l'augmentation des approvisionnements de pétrole brut lourd canadien. Elle a conclu que l'accroissement du débit du réseau d'Enbridge, et la baisse des droits unitaires qui en découlerait, ne dépendaient pas de l'approbation des demandes présentées en l'espèce.

Flint Hills a déclaré que, si les demandes d'Enbridge étaient approuvées, les avantages obtenus sous la forme d'un relèvement des prix du pétrole brut canadien à Chicago et d'une augmentation des rentrées nettes touchées par les producteurs canadiens ne résulteraient pas du jeu des forces du marché, étant plutôt la conséquence d'une entrée non économique sur les marchés de Cushing et de la côte américaine du golfe du Mexique, facilitée par le soutien financier approuvé par l'ACPP. Flint Hills a souligné que l'accès à ces nouveaux marchés ne serait pas obtenu de façon autonome, et que les droits que les expéditeurs des pipelines Spearhead et Mobil s'engagent à payer ne sont pas suffisants, en soi, pour permettre aux projets

d'inversion d'aller de l'avant. À son avis, l'octroi d'un tel soutien financier n'obéit pas au principe de la fixation des prix par le marché. Flint Hills a argué, de plus, qu'une augmentation des prix à Chicago se traduirait par des coûts plus élevés pour les consommateurs canadiens.

Flint Hills n'était pas d'accord que les droits que les expéditeurs s'engageaient à payer pour les projets d'inversion de Spearhead et du pipeline de 20 po étaient dictés par le marché et a laissé entendre que, pour que ces droits soient considérés comme étant alignés sur le marché, il faudrait que l'ensemble des besoins en produits des pipelines en question provienne des droits payés, sans aucun soutien de la part d'une tierce partie. Elle a indiqué, de plus, que la société pipelinière devrait assumer le coût de tout rabais par rapport à un droit basé sur le coût du service intégral.

Flint Hills a argué que l'idée d'accorder un soutien financier au moyen de RI était contraire aux principes de bonne réglementation ainsi qu'aux principes de la tarification à part et du financement par l'utilisateur. Elle a souligné que ni le projet d'inversion de Spearhead ni le projet d'inversion du pipeline de 20 po ne pourraient recouvrer le coût complet des services offerts grâce aux produits provenant des droits et qu'ils violaient, par conséquent, le principe de l'autonomie. De plus, Flint Hills a argué qu'une entreprise réglementée ne devrait pas fournir un soutien financier à des initiatives en dehors de la gamme de services qu'elle dispense. D'après Flint Hills, si Enbridge collectait un soutien financier pour le transférer à d'autres pipelines, elle n'agirait pas d'une manière conforme au principe de l'autonomie.

Flint Hills a indiqué que le principe du financement par l'utilisateur devrait être appliqué aux questions de tarification et que les droits devraient être basés sur les coûts dans la mesure où c'est raisonnablement possible, de sorte que ce soient les utilisateurs du réseau qui assument la responsabilité financière des coûts engagés pour transporter leurs produits. Flint Hills a laissé entendre que le principe du financement par l'utilisateur veut que les droits reflètent les dépenses associées à la prestation d'un service particulier entre les points de réception et de livraison.

Pour ce qui est du recouvrement à même les droits des coûts associés au soutien financier proposé des projets d'inversion, Flint Hills a fait valoir qu'Enbridge ne fournirait aucun service sur sa canalisation principale qui justifie une augmentation de ses droits pipeliniers. Elle n'acceptait pas les explications d'Enbridge concernant les services qui seraient offerts, arguant que le service de transport d'Enbridge se rend seulement jusqu'à la frontière canado-américaine après quoi le pétrole brut est pris en charge par un autre pipeline. Ainsi, selon Flint Hills, Enbridge n'assure pas un service jusqu'au PADD II et on ne peut considérer, par conséquent, qu'elle étend ses services jusqu'aux marchés de Cushing et de la côte du golfe du Mexique. Flint Hills n'était pas d'accord, non plus, que l'administration du transfert de fonds représente un service dispensé sur la canalisation principale canadienne. Elle a aussi contesté l'assertion d'Enbridge selon laquelle l'octroi d'un soutien financier aux projets d'inversion faciliterait le commerce à l'intérieur de la canalisation principale, en permettant aux expéditeurs de se livrer à des échanges entre eux afin d'acheminer des volumes aux nouveaux marchés. Flint Hills a déclaré que la proposition d'Enbridge ne concerne pas la réception et la livraison de pétrole brut sur la canalisation principale canadienne.

Flint Hills a contesté le pouvoir de l'Office d'approuver le recouvrement des coûts associés au soutien financier qu'Enbridge propose d'accorder aux projets d'inversion de Spearhead et du pipeline Mobil de 20 po. À cet égard, elle a affirmé que la canalisation principale d'Enbridge ne

fournit pas de service de transport à l'extérieur du Canada et que les droits exigés doivent inclure uniquement les coûts afférents à la prestation d'un service de transport entre des points de réception et de livraison au Canada.

Flint Hills a prétendu qu'un des effets des demandes d'Enbridge est de créer une situation où les règles du jeu ne sont pas les mêmes pour tous. Elle a souligné qu'Enbridge, en tant que gros oléoduc, jouit d'un avantage concurrentiel par rapport aux réseaux de Trans Mountain et d'Express en ce sens qu'elle peut intégrer des coûts dans ses droits sans que l'impact tarifaire soit aussi grand que dans leur cas. Elle a argué qu'Enbridge peut se servir de l'intégration de coûts dans une plus large mesure que ne le peuvent Trans Mountain ou Express pour détourner des volumes de réseaux concurrents.

À titre d'expéditeur utilisant le réseau d'Enbridge, Flint Hills a soutenu qu'elle subirait une augmentation des droits si les demandes d'Enbridge étaient approuvées, mais qu'elle n'obtiendrait aucune amélioration du service en contrepartie.

2.6 Autres parties

EnCana Corporation

EnCana a manifesté son appui pour les demandes d'Enbridge et a souligné qu'en raison de l'accès limité aux marchés, les producteurs de pétrole brut canadien voient de gros écarts entre le prix de marché du pétrole brut lourd et celui du pétrole brut West Texas Intermediate. Elle a déclaré que l'extension proposée des services ouvrirait de nouveaux marchés pour le pétrole brut canadien et contribuerait à modérer les pressions à la baisse qui s'exercent sur le prix du pétrole brut lourd.

EnCana a déclaré également que le recours aux RI garantirait une pleine utilisation du réseau d'Enbridge et que l'agrandissement du marché serait profitable pour Enbridge et pour toutes les parties prenantes.

Pétrolière impériale

Pétrolière impériale appuyait les demandes d'Enbridge et a déclaré que leur approbation se traduirait par des droits justes et raisonnables.

Shell Canada Limitée

Shell souscrivait aux demandes d'Enbridge à cause de la nécessité d'améliorer l'accès aux marchés pour le pétrole brut de l'Ouest canadien.

Suncor Energy Marketing Inc.

Suncor a dit appuyer les demandes d'Enbridge parce que, selon elle, les initiatives proposées auraient pour effet d'accroître l'utilisation du réseau d'Enbridge et de réduire les droits pipeliniers exigés sur ce réseau, en plus d'assurer aux producteurs de pétrole brut canadien un meilleur accès aux marchés et des rentrées nettes plus intéressantes.

Chapitre 3

Opinion de l'Office

Au cours des deux dernières décennies, une transition importante s'est opérée dans l'industrie du transport du pétrole. Depuis la déréglementation des marchés survenue dans les années 1980 et la mise en oeuvre de l'Accord de libre-échange nord-américain, les marchés canadien et américain du pétrole se sont transformés de plus en plus en un marché nord-américain intégré. Ce marché intégré s'appuie sur un réseau complexe de pipelines interconnectés qui relient les sources d'approvisionnement et les marchés régionaux. Par exemple, un raffineur situé sur le marché de Chicago dispose d'un grand nombre de choix et peut se prévaloir de différentes sources d'approvisionnement, notamment la production intérieure américaine, les importations de la côte américaine du golfe du Mexique et le pétrole de l'Ouest canadien.

Les chemins de transport sont souvent dictés par les signaux de prix qui émanent des régions d'approvisionnement et de marché situées partout en Amérique du Nord. Les producteurs cherchent constamment à maximiser la valeur qu'ils obtiennent en échange de leur produit, tandis que les consommateurs recherchent la solution du moindre coût pour satisfaire à leurs besoins. Il y a efficience économique lorsque les producteurs et les consommateurs parviennent tous les deux à atteindre ces buts.

Pour obtenir des résultats qui sont efficients du point de vue économique, il doit exister une infrastructure de transport convenable pour relier les sources d'approvisionnement aux marchés. Faute d'une capacité pipelinière suffisante entre deux endroits, les approvisionnements de pétrole brut peuvent rester « piégés » dans une région, entraînant une déconnexion des prix par rapport à ceux qui sont pratiqués dans le grand marché intégré. En pareil cas, le prix du pétrole brut dans la région en question peut être beaucoup plus élevé ou moins élevé que celui qui a cours dans le reste du marché. Dans une région déconnectée du reste du marché, les prix ont tendance à être déterminés par l'offre et la demande qui existent dans la région même, plutôt que par les exigences et les prix du marché intégré plus vaste.

Dans un marché en santé, l'innovation survient avec la mise à l'épreuve de nouvelles idées et la prise de risques. L'innovation peut favoriser l'efficience dynamique et contribuer à l'apport de réponses efficientes à l'évolution des caractéristiques de l'offre et de la demande. Dans le contexte de la réglementation, ce principe suppose que les outils donnés aux sociétés pipelinières pour leur permettre de répondre aux impératifs du marché peuvent varier selon les circonstances particulières du marché dans lequel elles évoluent. L'innovation qui amène des réponses efficientes du point de vue économique à l'évolution des conditions du marché se doit d'être encouragée, sauf si, dans la perspective de l'intérêt public, les coûts l'emportent sur les avantages.

Avec l'intensification de la concurrence sur les marchés de produits, les sociétés pipelinières ont dû faire preuve d'innovation et d'adaptation pour répondre aux besoins de leurs clients. À titre d'exemple, les désirs manifestés par les expéditeurs au sujet de la rationalisation des coûts d'immobilisation et d'exploitation, de la réduction et de la stabilité des droits, et de

l'optimisation de l'utilisation des réseaux, ont donné lieu à un certain nombre de règlements à caractère incitatif qui favorisent un meilleur alignement des intérêts des sociétés pipelinières avec ceux des expéditeurs. Au cours de la dernière décennie, Enbridge a fonctionné avec succès sous le régime des ententes incitatives pluriannuelles. De même, les efforts mis en oeuvre pour améliorer l'efficience du transport transfrontalier ont conduit à l'établissement de tarifs internationaux conjoints qui prévoient la perception d'un seul droit pour le transport de pétrole brut acheminé sur des réseaux franchissant la frontière canado-américaine en vue de sa livraison à divers points aux États-Unis. Dans une optique d'avenir, les sociétés pipelinières, tout en se disputant les nouvelles occasions d'affaires, doivent trouver des réponses novatrices aux exigences des expéditeurs qui demandent des niveaux de service adéquats et plus de souplesse du point de vue des options de services. Ces réponses, du reste, doivent tenir compte de la nécessité de fixer les droits de transport à des niveaux qui permettront à la société de retenir ses expéditeurs actuels et d'attirer de nouveaux volumes dans son réseau.

Au cours des deux dernières décennies, le cadre de réglementation s'est affranchi des contraintes de la réglementation basée strictement sur le coût de service et s'est adapté progressivement aux nouveautés du marché, dont les règlements à caractère incitatif et les tarifs internationaux conjoints. L'Office a appuyé et facilité cet effort de souplesse et d'innovation, notamment en publiant ses *Lignes directrices relatives aux règlements négociés sur le transport, les droits et les tarifs* et en reconnaissant que l'environnement du marché se situe, dans bien des cas, quelque part entre un pur monopole et un contexte de pleine concurrence. Toutefois, face aux arrangements innovateurs dont peuvent convenir les sociétés pipelinières et leurs expéditeurs, l'Office doit songer à l'intérêt public et au caractère raisonnable et prudent des coûts, ainsi qu'assurer qu'il n'y ait pas de distinctions injustes entres les expéditeurs.

On s'accorde généralement pour dire que la production de pétrole brut dans l'Ouest canadien s'est considérablement accrue et qu'elle continuera d'augmenter grâce à la mise en valeur des sables bitumineux. L'Office remarque que la preuve produite par Enbridge et l'ACPP laisse entrevoir que l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien pourrait augmenter de 1 million de barils par jour (158 983 m^3/j) d'ici 2015, par comparaison à 2004. Bien que le réseau d'Enbridge ait une capacité suffisante pour absorber des volumes supplémentaires, il ressort également de la preuve que les marchés du PADD II septentrional sont pratiquement saturés par le pétrole brut lourd canadien et qu'il faut exploiter de nouveaux marchés. Certaines parties ont indiqué que les contraintes du point de vue de l'accès à des marchés capables de traiter des pétroles de type lourd exercent une pression à la baisse sur les prix du pétrole lourd et creusent l'écart de prix léger/lourd dans le cas de la production de l'Ouest canadien. L'Office note les témoignages, fournis durant l'instance, selon lesquels la situation a déjà eu un effet négatif sur les producteurs de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien et qu'elle pourrait affecter la rentabilité de la mise en valeur des sables bitumineux. L'Office estime qu'il est nécessaire d'assurer l'accès à des marchés additionnels pour absorber les approvisionnements croissants provenant des sables bitumineux. Les marchés de Cushing et de la côte américaine du golfe du Mexique, étant dotés d'une grande capacité de raffinage (près de 7 millions de b/j) et pouvant traiter du pétrole brut extrait de sables bitumineux, semblent être un débouché attrayant pour beaucoup de producteurs. Certaines parties ont insisté auprès de l'Office sur l'importance de traiter en temps opportun cette question d'accès aux marchés.

Enbridge a caractérisé ses demandes comme une réaction à des opportunités d'assurer au pétrole brut canadien un accès efficace et opportun à de nouveaux marchés, qui procurera des avantages à la fois aux producteurs et aux expéditeurs du réseau d'Enbridge. Par ses demandes, Enbridge sollicite l'autorisation d'utiliser un mécanisme basé sur les droits pour contribuer au soutien financier du projet d'inversion de Spearhead et du projet d'inversion du pipeline de 20 po. L'Office constate qu'Enbridge a indiqué dans sa preuve que les deux demandes sont le fruit d'un dialogue exhaustif avec l'ACPP et que, sauf pour Flint Hills, les expéditeurs utilisant son réseau appuyaient les initiatives ou ne s'opposaient pas à la collecte de fonds pour soutenir les projets d'inversion.

L'Office constate qu'Enbridge demande l'autorisation de recouvrer les coûts associés au soutien financier qu'elle propose d'accorder aux deux projets au moyen du mécanisme des RI prévu dans le RDI 2000. Toutefois, les droits définitifs de 2005 et des années subséquentes, y compris les coûts qu'Enbridge engagerait au titre des projets d'inversion de Spearhead et du pipeline Mobil de 20 po, ne seront pas établis sous le régime du RDI 2000. Par conséquent, l'Office n'a pas jugé nécessaire de déterminer s'il s'agit de coûts que les parties au RDI 2000 avaient envisagés ou qui seraient autrement visés par l'article 7 du RDI 2000.

Les parties prenantes ont engagé des discussions au sujet de la prolongation ou du remplacement du RDI 2000. L'Office ne peut pas présumer de la réussite de ces entretiens, ni de l'issue de l'examen de futures demandes, contestées ou non, concernant les droits d'Enbridge. Par conséquent, l'Office a évalué si les coûts résultant des modalités de soutien financier proposées sont raisonnables et s'il convient qu'ils soient recouvrés à même les droits, indépendamment du RDI 2000 expiré et sans présumer de la méthode de calcul des droits d'Enbridge pour l'année 2005 et par la suite.

L'Office a tenu compte d'un certain nombre de facteurs dans son évaluation des demandes d'Enbridge, notamment de l'accroissement de la production à partir des sables bitumineux, des besoins du marché, de l'accès opportun à de nouveaux marchés, de l'impact sur les expéditeurs actuels, du niveau d'appui accordé par les expéditeurs, et des avantages potentiels pour le réseau.

L'Office constate qu'il a été mentionné dans la preuve que l'on s'attend à une augmentation de la production de pétrole brut dans l'Ouest canadien et que, selon certaines prévisions, la production à partir des sables bitumineux augmentera vraisemblablement de 1 million de barils par jour d'ici 2015. Les marchés du Midwest américain sont au point de saturation et il est donc nécessaire d'exploiter de nouveaux marchés, tels que ceux de Cushing et de la côte américaine du golfe du Mexique, qui possèdent une capacité de raffinage de près de 7 millions de b/j par jour, afin de fournir des débouchés pour cette production croissante de pétrole provenant des sables bitumineux.

L'accès à ces marchés représente un besoin immédiat. Enbridge et Mobil ont indiqué qu'elles souhaitent entreprendre les travaux nécessaires sans tarder et mettre les pipelines en service d'ici la fin de 2005 ou le premier trimestre de 2006. La proposition d'Enbridge offre un moyen expéditif de traiter les dépenses en jeu.

L'Office prend bonne note de la preuve indiquant que des droits calculés suivant la méthode traditionnelle du coût de service n'attireraient pas d'expéditeurs sur les pipelines inversés et que,

pour être économiquement réalisables et permettre la pénétration de nouveaux marchés, les projets d'inversion exigeaient une structure tarifaire novatrice et un soutien financier. L'Office constate aussi que l'ACPP est d'accord pour qu'un soutien financier soit accordé aux projets et que les expéditeurs se sont engagés à souscrire d'importants volumes de transport garanti lors des appels de soumissions concernant la capacité des pipelines inversés. L'Office note également la preuve portant que les pipelines en cause supporteront respectivement le risque associé au développement de la demande de pétrole brut canadien sur les marchés ciblés, de telle sorte que les projets d'inversion attirent des volumes suffisants au bout de la période de cinq ans que s'appliqueraient les RI proposés et que les expéditeurs d'Enbridge n'aient pas à soutenir les projets après cette période. L'Office estime que les projets d'inversion jouissent d'un appui du marché suffisant, y compris les structures tarifaires connexes et la collecte d'un soutien financier au moyen des droits perçus sur la canalisation principale d'Enbridge. L'Office juge également qu'Enbridge a agi d'une manière raisonnable pour garantir que les expéditeurs du réseau n'aient pas à supporter des risques au delà de la période de cinq ans que dureraient les ententes de soutien.

L'Office remarque que si l'accès aux nouveaux marchés n'attire pas de volumes supplémentaires sur le réseau d'Enbridge, il est prévu que l'effet sur les droits du réseau sera une hausse d'environ 0,022 $/baril (0,014 $/m^3) dans le cas de chaque projet d'inversion. Par ailleurs, si chacun des projets d'inversion amène des volumes supplémentaires de 45 000 b/j (7 154 m^3/j) ou plus et que ceux-ci transitent par le réseau d'Enbridge, l'effet sur les droits du réseau sera négligeable ou positif dans les deux cas. L'Office trouve que l'impact maximal sur les droits paraît raisonnable au regard des droits en vigueur[2] sur le réseau d'Enbridge et du rapport de prix actuel entre le pétrole brut lourd et le pétrole brut léger canadiens.

L'Office constate qu'aucune des parties à l'instance ne s'opposait à ce que les producteurs recherchent de nouveaux débouchés pour le pétrole brut de l'Ouest canadien. De même, aucune des parties à l'instance n'était opposée à l'inversion du sens de l'écoulement de l'un ou l'autre des pipelines en cause. Tous les expéditeurs d'Enbridge, à l'exception de Flint Hills, appuyaient les mécanismes de soutien financier proposés, ou ne s'y opposaient pas. Ces expéditeurs comptent pour 90 % des volumes acheminés sur le réseau d'Enbridge. De plus, l'ACPP, dont les membres représentent 83 % des volumes expédiés par le réseau d'Enbridge, avait participé à la négociation des modalités de soutien financier proposées. Les expéditeurs non-membres de l'ACPP, qui comptent pour les 17 % de volumes restants sur le réseau d'Enbridge, n'ont pas contesté les demandes relatives aux RI. En l'espèce, l'Office est convaincu que les projets d'inversion ainsi que les demandes d'Enbridge en vue de collecter un soutien financier pour les initiatives à même ses droits jouissent d'un appui considérable.

Il ne fait aucun doute que l'on s'attend à ce que les producteurs bénéficient de l'élimination des contraintes d'accès aux nouveaux marchés, mais l'Office croit que les expéditeurs non producteurs, y compris Flint Hills, profiteront eux aussi des projets d'inversion. Les avantages obtenus par ces expéditeurs comprendraient une diminution possible des droits de transport en raison d'une augmentation du débit sur le réseau d'Enbridge, la disponibilité d'autres marchés et plus de flexibilité du point de vue de la gestion des volumes expédiés par le réseau.

---

2 Le droit autorisé actuellement pour le transport de pétrole brut d'Edmonton (Alberta) à Gretna (Manitoba), y compris les frais d'utilisation des installations de terminal et de stockage en réservoir, se chiffre à environ 1,40 $/baril (8,823 $/m^3).

L'Office estime que les demandes d'Enbridge favoriseraient une utilisation efficiente de l'infrastructure en place, ouvriraient l'accès à de nouveaux marchés dans des délais opportuns et aideraient à garantir la disponibilité de débouchés adéquats pour absorber un approvisionnement croissant. La preuve produite étaye la position d'Enbridge portant que les initiatives procureront des avantages aux producteurs, à la société pipelinière elle-même et à ses expéditeurs, et que les propositions jouissent d'un appui très considérable. Compte tenu de l'appui considérable accordé aux propositions d'Enbridge et de l'augmentation relativement modeste des droits qui en résulterait sur le réseau d'Enbridge, l'impact tarifaire semble équitable aux yeux de l'Office.

Pour les raisons susmentionnées, l'Office trouve qu'il est raisonnable et prudent qu'Enbridge prenne les engagements contractuels proposés pour soutenir financièrement les projets d'inversion de Spearhead et du pipeline de 20 po, et qu'elle engage les coûts connexes. Jugeant qu'il est prudent qu'Enbridge engage ces coûts et que ces derniers se traduiront par des avantages généraux pour le réseau d'Enbridge et ses expéditeurs, l'Office estime qu'il est raisonnable d'incorporer ces coûts dans les besoins en produits annuels d'Enbridge qui s'appliqueraient autrement, et qu'ils soient recouvrés auprès de tous les expéditeurs suivant la conception des droits que l'Office a approuvée dans son cas.

Après avoir pesé soigneusement les arguments juridiques des parties, l'Office ne se laisse pas convaincre par l'argument de Flint Hills portant qu'il n'a pas le pouvoir d'autoriser que les coûts proposés soient recouvrés à même les droits. Ayant établi que les coûts en question seraient engagés d'une manière raisonnable et prudente en rapport avec l'exploitation de la canalisation principale canadienne, l'Office dérogerait aux principes de tarification bien établis s'il décidait que ces mêmes coûts ne peuvent pas être recouvrés auprès des utilisateurs du réseau.

Pour ce qui est de la crainte, exprimée par Terasen, qu'Enbridge demande à l'avenir d'incorporer les coûts d'autres projets dans ses droits grâce au mécanisme des RI ou par d'autres moyens, l'Office trouve qu'il convient de faire un commentaire à ce sujet. L'Office souligne que l'étalement des coûts d'un réseau pipelinier, y compris les coûts d'agrandissement, sur les droits facturés à tous les usagers du réseau constitue une pratique bien établie. L'Office admet cependant que cette pratique peut ne pas convenir dans tous les cas. Quoi qu'il en soit, l'Office a indiqué antérieurement qu'il n'est pas lié strictement par ses décisions antérieures ou par le principe de l'autorité des précédents (*stare decisis*)[3]. Dans l'exercice du pouvoir discrétionnaire que lui accorde la loi, l'Office est tenu d'examiner chaque cas en fonction de son bien-fondé, compte tenu du dossier en main, et c'est ce qu'il continuera de faire à l'avenir.

L'Office juge que les ordonnances TO-01-2005 et TO-02-2005 donneront lieu à l'établissement de droits qui sont justes et raisonnables et qui n'entraînent pas de distinctions injustes.

---

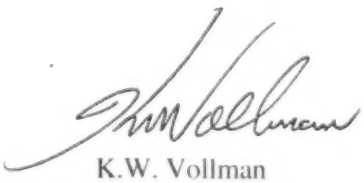
3 Motifs de décision RH-2-98 de l'Office national de l'énergie, BC Gas Utility Ltd. (Accès et droits), mars 1999, à la p. 16; Motifs de décision RH-1-2000 de l'Office national de l'énergie, Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (Droits), août 2000, à la p. 45.

Chapitre 4

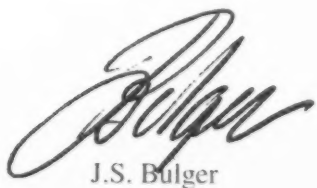
Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos Motifs de décision relativement aux demandes examinées par l'Office dans le cadre de l'instance RH-1-2005.

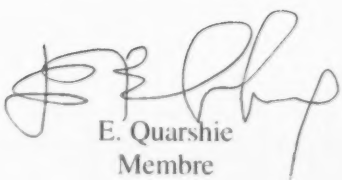
Pour accéder aux requêtes formulées par plusieurs des parties au cours de l'instance RH-1-2005, l'Office a rendu publiques ses décisions sur les demandes le 28 avril 2005, sous la forme des ordonnances TO-01-2005 et TO-02-2005, avant de diffuser ses Motifs de décision. Les ordonnances TO-01-2005 et TO-02-2005 forment les annexes I et II des présents Motifs de décision, respectivement.



K.W. Vollman
Membre présidant l'audience



J.S. Bulger
Membre



E. Quarshie
Membre

Calgary (Alberta)
Juin 2005

Annexe I

Ordonnance TO-01-2005

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie par Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) sous le numéro de dossier 4200-E101-6 en vue d'obtenir certaines ordonnances sur les droits en vertu de la partie IV de la Loi.

DEVANT l'Office, le 28 avril 2005.

ATTENDU QU'Enbridge a déposé une demande en date du 7 janvier 2005 en vertu de la partie IV de la Loi en vue de l'approbation d'un rajustement imprévu ou d'un mécanisme équivalent qui permettrait à Enbridge de contribuer au soutien financier d'une initiative visant à étendre le service de transport de pétrole brut jusqu'à la région de Cushing, en Oklahoma (la demande);

ATTENDU QUE la demande propose le recouvrement à même les droits pipeliniers d'Enbridge au Canada d'un montant de dix millions de dollars (dollars US) par année durant cinq ans pour le soutien de l'expansion du service par l'entremise du pipeline Spearhead de Chicago (Illinois) à Cushing (Oklahoma);

ATTENDU QUE l'Office, les 21 janvier et 17 février 2005, a donné des directives procédurales en vue de l'audition de la demande, de même que celle d'une autre demande déposée par Enbridge le 8 février 2005, au cours d'une instance désignée RH-1-2005;

ATTENDU QUE l'Office a tenu une audience publique à Calgary (Alberta) du 7 au 12 avril 2005, au cours de laquelle il a entendu la preuve et les plaidoiries d'Enbridge et des parties à l'instance RH-1-2005;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office a sujet de la demande sont énoncées dans la présente ordonnance;

ATTENDU QUE l'Office a pris en considération la preuve et les présentations et a jugé que les droits qui découleront des décisions décrites dans la présente ordonnance sont justes et raisonnables et n'entraînent pas de distinction injuste;

ATTENDU QUE l'Office publiera en temps utile ses Motifs de décision sur les questions examinées au cours de l'instance RH-1-2005;

À CES CAUSES, IL EST ORDONNÉ QUE, en vertu des parties I et IV de la Loi :

1. L'Office approuve que le montant des besoins en produits annuels qui autrement s'appliqueraient à Enbridge soit majoré de dix millions de dollars (dollars US) par année durant cinq ans, calculés en dollars canadiens, avec prise d'effet au plus tôt à la date de mise en service du pipeline Spearhead, aux fins du soutien d'une expansion du service par l'intermédiaire du pipeline Spearhead jusqu'à la région de Cushing (Oklahoma).

2. L'Office approuve la ventilation des hausses de droits qui en découleront entre toutes les catégories de services du réseau Enbridge en fonction de la conception des droits d'Enbridge approuvée par l'Office.

3. Avant la date d'entrée en vigueur des hausses de droits susmentionnées, Enbridge doit déposer auprès de l'Office une copie conforme de l'entente signée par Enbridge Pipelines Inc. et le propriétaire du pipeline Spearhead, qui témoigne de toutes les modalités de l'engagement financier pris par Enbridge concernant la fin décrite ci-dessus.

4. Avant la date d'entrée en vigueur des hausses de droits susmentionnées, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un document descriptif du mécanisme de recouvrement de ces fonds à même les droits.

5. Enbridge doit déposer annuellement auprès de l'Office, au plus tard à la date de sa demande visant les droits définitifs et comme partie intégrante de cette demande, l'information suivante :
   a) le détail du calcul des fonds perçus à même les droits en vertu de la présente ordonnance au cours de l'année antérieure (en dollars canadiens);
   b) la liste des montants versés à l'entité appropriée de Spearhead au cours de l'année antérieur (en dollars US), y compris les dates des versements;
   c) le détail du calcul des écarts entre a) et b) ci-dessus, en précisant les taux de change et d'intérêt employés dans ce calcul.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le secrétaire,

Michel L. Mantha

Annexe II

Ordonnance TO-02-2005

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie par Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) sous le numéro de dossier 4200-E101-7 en vue d'obtenir certaines ordonnances sur les droits en vertu de la partie IV de la Loi.

DEVANT l'Office, le 28 avril 2005.

ATTENDU QU'Enbridge a déposé une demande en date du 8 février 2005 en vertu de la partie IV de la Loi en vue de l'approbation d'un rajustement imprévu ou d'un mécanisme équivalent qui permettrait à Enbridge de contribuer au soutien financier d'une initiative d'accès au marché permettant de rendre la région de la côte américaine du golfe du Mexique accessible au pétrole brut canadien (la demande);

ATTENDU QUE la demande propose le recouvrement à même les droits pipeliniers d'Enbridge au Canada d'un montant de dix millions de dollars (dollars US) par année durant cinq ans pour le soutien d'une initiative de Mobil Pipe Line Company visant l'inversion du sens de l'écoulement de son pipeline de 508 millimètres;

ATTENDU QUE l'Office, le 17 février 2005, a donné des directives procédurales en vue de l'audition de la demande, de même que celle d'une autre demande déposée par Enbridge le 7 janvier 2005, au cours d'une instance désignée RH-1-2005;

ATTENDU QUE l'Office a tenu une audience publique à Calgary (Alberta) du 7 au 12 avril 2005, au cours de laquelle il a entendu la preuve et les plaidoiries d'Enbridge et des parties à l'instance RH-1-2005;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office a sujet de la demande sont énoncées dans la présente ordonnance;

ATTENDU QUE l'Office a pris en considération la preuve et les présentations et a jugé que les droits qui découleront des décisions décrites dans la présente ordonnance sont justes et raisonnables et n'entraînent pas de distinction injuste;

ATTENDU QUE l'Office publiera en temps utile ses Motifs de décision sur les questions examinées au cours de l'instance RH-1-2005;

À CES CAUSES, IL EST ORDONNÉ QUE, en vertu des parties I et IV de la Loi :

1. L'Office approuve que le montant des besoins en produits annuels qui autrement s'appliqueraient à Enbridge soit majoré de dix millions de dollars (dollars US) par année durant cinq ans, calculés en dollars canadiens, avec prise d'effet au plus tôt à la date de mise en service du projet d'inversion du pipeline de 20 po de Mobil Pipe Line Company, aux fins du soutien de cette initiative permettant de rendre la région de la côte américaine du golfe du Mexique accessible au pétrole brut canadien.

2. L'Office approuve la ventilation des hausses de droits qui en découleront entre toutes les catégories de services du réseau Enbridge en fonction de la conception des droits d'Enbridge approuvée par l'Office.

3. Avant la date d'entrée en vigueur des hausses de droits susmentionnées, Enbridge doit déposer auprès de l'Office une copie conforme de l'entente signée par Enbridge Pipelines Inc. et Mobil Pipe Line Company, qui témoigne de toutes les modalités de l'engagement financier pris par Enbridge concernant la fin décrite ci-dessus.

4. Avant la date d'entrée en vigueur des hausses de droits susmentionnées, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un document descriptif du mécanisme de recouvrement de ces fonds à même les droits.

5. Enbridge doit déposer annuellement auprès de l'Office, au plus tard à la date de sa demande visant les droits définitifs et comme partie intégrante de cette demande, l'information suivante :
   a) le détail du calcul des fonds perçus à même les droits en vertu de la présente ordonnance au cours de l'année antérieure (en dollars canadiens);
   b) la liste des montants versés à Mobil Pipe Line Company au cours de l'année antérieure (en dollars US), y compris les dates des versements;
   c) le détail du calcul des écarts entre a) et b) ci-dessus, en précisant les taux de change et d'intérêt employés dans ce calcul;
   d) un compte détaillé des montants, s'il y en a, qui doivent être perçus à même les droits au cours de l'année relativement à des coûts indirects engagés par Enbridge en raison de l'entente intervenue entre Enbridge et Mobil Pipe Line Company, y compris une description de l'activité ou des circonstances ayant donné lieu à ces charges.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le secrétaire,

Michel L. Mantha